Enríquez Harper
Sistemas de transmisión y distribución de potencia eléctrica
LIMUSA
NORIEGA EDITORES

Acerca del autor:

Gilberto Enríquez Harper es ingeniero electricista egresado de la Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica del Instituto Politécnico Nacional (ESIME-IPN). En la misma institución realizó estudios de especialización docente y obtuvo el grado de Maestro en Ciencias con especialidad en Ingeniería Eléctrica. Cursó estudios de doctorado en el Imperial College de la Universidad de Londres. Fue fundador del Premio Nacional de Ingeniería Mecánica, Eléctrica, Electrónica y Ramas Afines, otorgado por el Colegio de Ingenieros Mecánicos y Eléctricos (CIME).

Es profesor titular en cursos de licenciatura y de posgrado en la ESIME, donde ha ocupado los cargos de jefe de cátedra, subdirector técnico, jefe del Departamento de Ingeniería Eléctrica y jefe de la Sección de Posgrado e Investigación. Ha sido también jefe de la carrera de Ingeniería en el Centro de Enseñanza Técnica Industrial (CETI), y coordinador de carrera en la Universidad Autónoma Metropolitana. Ha impartido cursos de matemáticas avanzadas, computación, métodos numéricos, teoría del control, análisis de sistemas, técnicas de alta tensión y redes eléctricas.

Se ha desempeñado en la Comisión Federal de Electricidad como jefe de ingenieros en el laboratorio, jefe del Departamento de Ingeniería Electromecánica, subgerente de Ingeniería Básica para el Diseño de Líneas y Subestaciones, y jefe de la Unidad de Ingeniería Especializada.

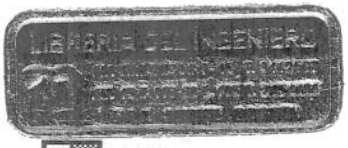
Es autor de varios libros especializados en su rama; es miembro de la Conferencia Internacional para el Estudio de Grandes Redes Eléctricas, y *senior member* del Instituto de Ingenieros de Electricidad y Electrónica (IEEE, por sus siglas en inglés).

En 1997, el ingeniero Gilberto Enríquez Harper obtuvo el Premio Nacional de Ingeniería Mecánica, Eléctrica, Electrónica y Ramas Afines.

SISTEMAS DE TRANSMISIÓN
Y DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA ELÉCTRICA

Gilberto Enríquez Harper
Profesor titular de la ESIME-IPN

SISTEMAS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA ELÉCTRICA



LIMUSA
NORIEGA EDITORES
MÉXICO • España • Venezuela • Colombia

Enríquez Harper, Gilberto
Sistemas de transmisión y distribución de potencia eléctrica /
Gilberto Enríquez Harper. – México : Limusa, 2005.
632 p. : il. ; 21 cm.
ISBN: 968-18-6715-7.
Rústica.
1. Potencia eléctrica - Transmisión

Dewey: 621.319'1 – dc21

LA PRESENTACIÓN Y DISPOSICIÓN EN CONJUNTO DE

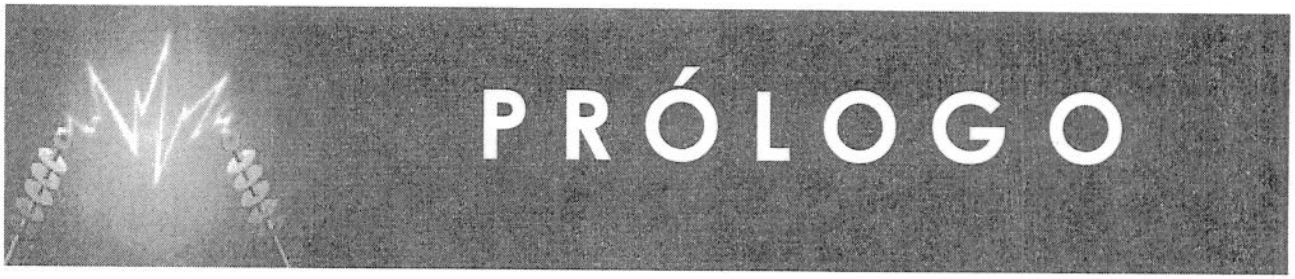
SISTEMAS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN
DE POTENCIA ELÉCTRICA

SON PROPIEDAD DEL EDITOR. NINGUNA PARTE DE ESTA OBRA PUEDE SER REPRODUCIDA O TRANSMITIDA, MEDIANTE NINGÚN SISTEMA O MÉTODO, ELECTRÓNICO O MECÁNICO (INCLUYENDO EL FOTOCOPIADO, LA GRABACIÓN O CUALQUIER SISTEMA DE RECUPERACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE INFORMACIÓN), SIN CONSENTIMIENTO POR ESCRITO DEL EDITOR.

DERECHOS RESERVADOS:

© 2005, EDITORIAL LIMUSA, S.A. DE C.V.
GRUPO NORIEGA EDITORES
BALDERAS 95, MÉXICO, D.F.
C.P. 06040
(5) 51 300 700
(5) 512-29-03
limusa@noriega.com.mx
www.noriega.com.mx

PRIMERA EDICIÓN
HECHO EN MÉXICO
ISBN 968-18-6715-7



PRÓLOGO

Los **SISTEMAS DE TRANSMISIÓN Y LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA ELÉCTRICA**, constituyen una parte fundamental de los sistemas eléctricos de potencia, ya que los primeros interconectan a las centrales eléctricas con las subestaciones para transportar a distintos niveles de voltaje y para alimentar, en el caso de las redes distribución, a los distintos tipos de carga.

Este libro trata de considerar los aspectos más relevantes de los sistemas de transmisión y distribución, como son: *los cálculos eléctricos por los métodos clásicos, los temas relacionados con la planeación de las redes de distribución, la distribución subterránea, la protección por relevadores y otros complementarios.*

La intención es cubrir un tema en el que ha habido algunos cambios en los años recientes y que es necesario que se modernice en cuanto al enfoque que se da a su estudio y se incorporen aspectos técnicos con un enfoque práctico a la solución de problemas reales.

Como en anteriores trabajos, este no habría sido posible sin la valiosa colaboración de la Lic. Liliana Salas Enríquez, del Ing. Alejandro Frías Martínez, de la Sra. Ma. Del Carmen Banda, y en especial de la Lic. Aída Araceli García Bonola, a todos ellos, como siempre mis más profundo agradecimiento.

CAPITULO 1

ELEMENTOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y REDES DE DISTRIBUCIÓN

1.1 INTRODUCCIÓN 13
1.1.1 NIVELES DE VOLTAJE 21
1.2 LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN 24
LAS LEYES DE LA TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN 26
NIVELES JERÁRQUICOS DE VOLTAJE 27
NIVELES DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN 28
1.3 PRINCIPALES ELEMENTOS CONSTITUTIVOS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN 33
1.3.1. ESTRUCTURAS (TORRES) 33
TORRES AUTOSOPORTADAS CON CELOSÍA 34
TORRES AUTOSOPORTADAS TIPO TUBULAR 39
TORRES CON RETENIDAS 40
1.4 REQUISITOS PARA EL PROCESO DE TRANSMISIÓN 47
1.4.1. CRITERIOS GENERALES PARA LA SELECCIÓN DE LA TRAYECTORIA 53
1.5 ESTRUCTURAS PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN 57
1.6 TIPOS DE CONDUCTORES 65
1.7 AISLADORES 88
1.7.1 AISLADORES TIPO POLIMÉRICO 98
1.7.2 AISLADORES PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN 98
1.8 HERRAJES 101
1. 8.1. HERRAJES PARA UNIÓN DE CABLES 103
1. 8.2. SEPARADORES 104
1. 8.3. AMORTIGUADORES DE VIBRACIONES TIPO STOCKBRIDGE 105

CAPITULO 2

LOS PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y REDES DE DISTRIBUCIÓN

2.1 INTRODUCCIÓN 113
2.2 RESISTENCIA 114
2.3 REACTANCIA INDUCTIVA 120
2.3.1 LAS TRANSPOSICIONES DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 125
2.4 CONDUCTANCIA 129
2.5 SUSCEPTANCIA 132
2.6 REACTANCIAS INDUCTIVA Y CAPACITIVA EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE DOBLE CIRCUITO 138
2.7 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CON DOS CONDUCTORES POR FASE 145

CAPITULO 3

CÁLCULO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN

3.1 INTRODUCCIÓN 161
3.2 EL MÉTODO CLÁSICO O APROXIMADO PARA EL CÁLCULO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 165
3.3 LÍNEAS CORTAS 166
3.4 LÍNEAS MEDIAS 174
3.5 EL CIRCUITO T, PARA CÁLCULOS DE LAS LÍNEAS MEDIAS 174
3.6 EL CIRCUITO PI (π) PARA EL CÁLCULO DE LÍNEAS MEDIAS 176
3.7 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN LARGAS 203
3.8 EL MÉTODO DE LAS CONSTANTES GENERALIZADAS, PARA EL CÁLCULO DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 205
3.9 EFECTO CORONA EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 230

CAPITULO 4

CABLES ELÉCTRICOS PARA DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEO

4.1 INTRODUCCIÓN 239
4.2 CUBIERTA AISLANTE, FUNDA Y ARMADURA 248
4.3 FUNDAS INTERIORES 248
4.4 PRINCIPALES MATERIALES USADOS 248
4.5 CABLES DE ALTA TENSIÓN 252
4.6 LA RESISTENCIA DEL CONDUCTOR 255
4.6.1. RESISTENCIA A LA CORRIENTE DIRECTA 255
4.7 EL EFECTO DE LA TEMPERATURA EN LA RESISTENCIA 259
4.8 RESISTENCIA A LA CORRIENTE DIRECTA 262
4.9 COEFICIENTE DE AUTOINDUCCIÓN 266
4.10 CÁLCULO DE LA CAPACITANCIA DE UN CABLE 268
4.11 CONDICIONES DE CORTOCIRCUITO 286
4.12 CORRIENTE PERMISIBLE POR CORTOCIRCUITO 286
4.13 PÉRDIDAS DE ENERGÍA 293
4.14 INSTALACIÓN DE CABLES SUBTERRÁNEOS 300

CAPITULO 5

ELEMENTOS PARA EL DISEÑO DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

5.1 INTRODUCCIÓN 315
5.2 ARREGLOS DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN 317
5.3 CLASIFICACIÓN DE LOS PRINCIPALES ARREGLOS DE DISTRIBUCIÓN 317
5.4 CONSIDERACIONES DE DISEÑO PARA SISTEMAS PRIMARIOS 324
5.5 ELEMENTOS DE CÁLCULO DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN 330
5.6 DEFINICIONES 336
5.7 LA ESTRUCTURA DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN Y LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS. 354
5.8 SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN 364
5.9 EL ARREGLO DE BARRAS DE LA SUBESTACIÓN 367
5.10 CONEXIONES DE LOS BANCOS DE TRANSFORMADORES 379
5.11 CRITERIOS PARA EL DISEÑO DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN 388
5.12 DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD DE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN 395
5.13 DETERMINACIÓN DEL CENTRO DE CARGA PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEAS 406

CAPITULO 6

EL CÁLCULO ELÉCTRICO DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

6.1 INTRODUCCIÓN 415
6.2 EL CÁLCULO ELÉCTRICO DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN POR LOS MÉTODOS TRADICIONALES 416
6.2.1. ALIMENTACIÓN A UNA CARGA 416
6.3 ALIMENTADOR CON CARGAS INTERMEDIAS 428
6.4 REGULACIÓN DE VOLTAJE EN LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN 449
6.5 MÉTODOS PARA LA REGULACIÓN DE VOLTAJE 452
6.6 USO DE CAMBIADORES DE DERIVACIONES EN TRANSFORMADORES 455
6.7 TRANSFORMADORES REGULADORES DE VOLTAJE 458
6.8 CÁLCULO DEL CALENTAMIENTO DE LOS CONDUCTORES 460

CAPITULO 7

APLICACIÓN DE CAPACITORES EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

7.1 INTRODUCCIÓN 471
7.2 APLICACIÓN DE LOS CAPACITORES EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN 473
7.3 CAPACITORES EN PARALELO 477
7.4 CAÍDA DE VOLTAJE EN UN TRANSFORMADOR 482
7.5 CAÍDA DE VOLTAJE Y CAPACIDAD MÁXIMA DE CABLES 483
7.6 POTENCIA APARENTE LIBERADA EN EL TRANSFORMADOR 485
7.7 REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA DEL SISTEMA 487
7.8 VALORES NOMINALES DE CAPACITORES Y CONDICIONES DE SERVICIO 489
7.9 APLICACIÓN DE CAPACITORES EN LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN 491
7.10 CONMUTACIÓN DE CAPACITORES 495
7.11 APLICACIONES DE BANCOS DE CAPACITORES EN SUBESTACIONES 498
7.12 PROPÓSITO DE LOS CAPACITORES DE POTENCIA EN DERIVACIÓN 511
7.13 INCREMENTO EN LA CAPACIDAD DEL SISTEMA 513
7.14 LOCALIZACIÓN DE CAPACITORES EN LOS ALIMENTADORES DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN 517

CAPITULO 8

ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO Y PROTECCIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

8.1 INTRODUCCIÓN 535
8.2 VALORES EN PORCIENTO Y EN POR UNIDAD 537
8.2.1. DEFINICIONES DE CANTIDADES EN POR UNIDAD Y EN POR CIENTO 538
8.2.2. VENTAJAS DE LAS CANTIDADES EN POR UNIDAD Y EN PORCIENTO 538
8.2.3. RELACIONES GENERALES ENTRE LAS CANTIDADES DE LOS CIRCUITOS 540
8.2.4. CANTIDADES BASE Y RELACIONES ENTRE LAS IMPEDANCIAS EN POR UNIDAD Y EN PORCIENTO 541
8.2.5. CAMBIO DE CANTIDADES EN POR UNIDAD O EN PORCIENTO A BASES DIFERENTES 543
8.3 PREPARACIÓN DE UN SISTEMA PARA EL ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO 543
8.3.1. OBTENCIÓN DE LOS VALORES DE IMPEDANCIAS DE ALGUNAS DE LAS COMPONENTES 545
8.3.2. OTRA FORMA DE OBTENER LOS DATOS DE LAS MÁQUINAS ELÉCTRICAS 551
8.4 LOS CONCEPTOS BÁSICOS DEL ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO 554
8.4.1. FUENTES DE CORTOCIRCUITO 554
8.4.2. CORRIENTE DE CORTOCIRCUITOTOTAL COMO UNA FUNCIÓN DEL TIEMPO 561

8.4.3. TIEMPO DE CÁLCULOS 564
8.4.4. CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO SIMÉTRICAS Y ASIMÉTRICAS 565
8.5 TIPOS DE FALLA EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN E INDUSTRIALES 566
8.5.1. FALLA TRIFÁSICA SÓLIDA 568
8.5.2. FALLA DE FASE A FASE SÓLIDA 568
8.5.3. FALLA DE FASE A TIERRA SÓLIDA 569
8.6 TEORÍA DE LAS COMPONENTES SIMÉTRICAS 569
8.6.1. SÍNTESIS DE VECTORES DESEQUILIBRADOS A PARTIR DE SUS COMPONENTES SIMÉTRICOS 570
8.6.2. OPERADORES 570
8.6.3. FORMACIÓN DE LAS REDES DE SECUENCIA PARA LOS ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO 573
8.7 TEORÍA DE LAS FALLAS TRIFÁSICAS Y MONOFÁSICAS 575
8.7.1 FALLA TRIFÁSICA 576
8.7.2 FALLA MONOFÁSICA 578
8.8 PROCEDIMIENTO DE CÁLCULOS DE CORTOCIRCUITO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN 580
8.9 LA PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTES EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN 595
8.9.1 LOS TIPOS DE PROTECCIÓN 596
8.10 PROTECCIÓN DEL EQUIPO DE DISTRIBUCIÓN 597
8.11 LA SELECCIÓN DEL EQUIPO DE PROTECCIÓN 600
8.11.1 FUSIBLES 601
8.11.2 RESTAURADORES 610
8.11.3 SECCIONALIZADORES 615
8.12 LA APLICACIÓN APROPIADA DEL EQUIPO DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE 616
8.13 ESQUEMA SELECTIVO DE FALLAS 626

BIBLIOGRAFÍA 631

1

ELEMENTOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y REDES DE DISTRIBUCIÓN

1.1 INTRODUCCIÓN

Un sistema eléctrico de potencia se puede dividir en tres partes principales:

1. **La generación**, que es la producción de la electricidad.

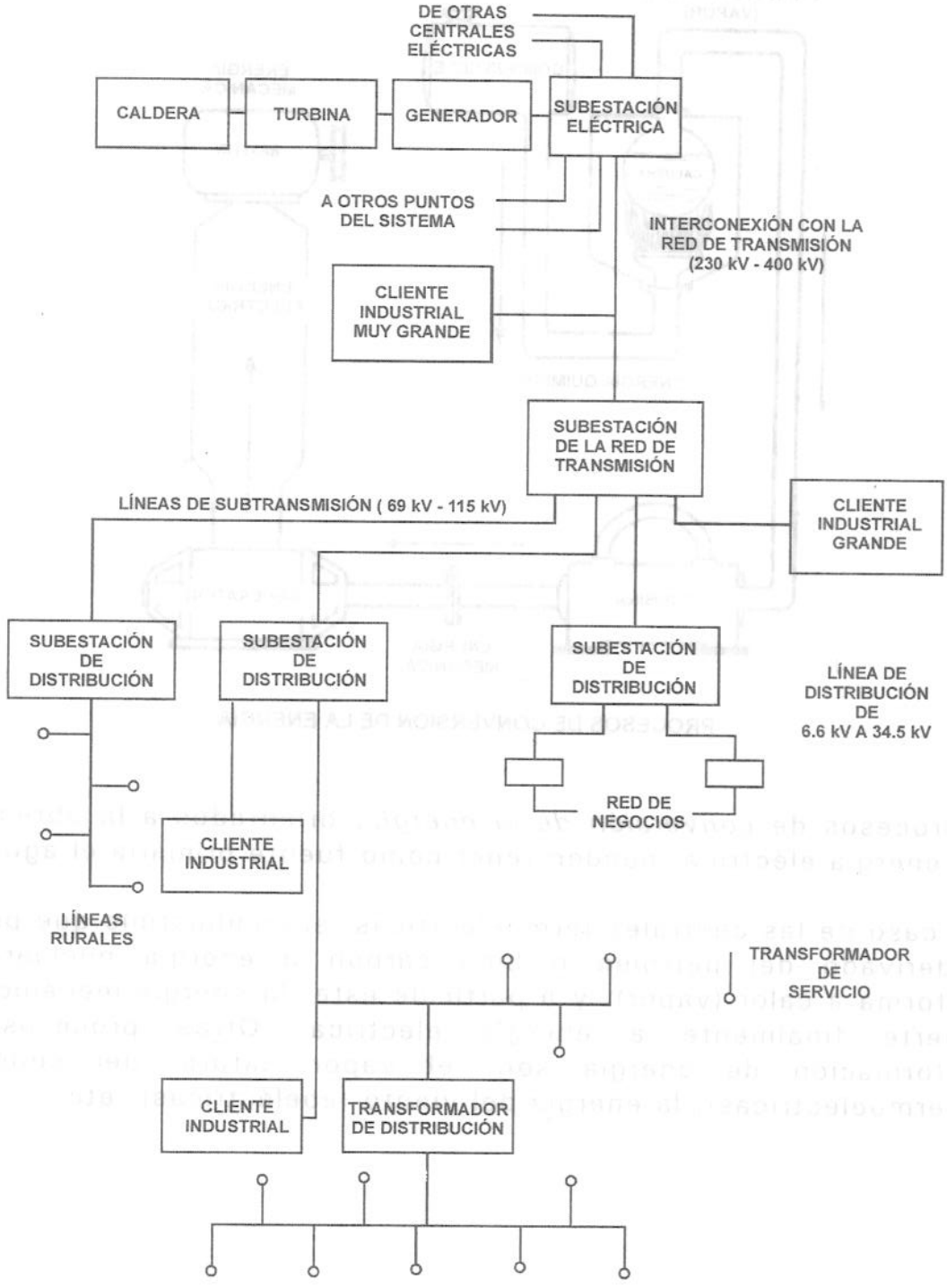
2. **La transmisión,** es el sistema de líneas que transporta la electricidad de las centrales eléctricas de generación al área en donde es usada.

3. **La distribución,** es el sistema de líneas que conectan a un cliente individual al sistema eléctrico de potencia.

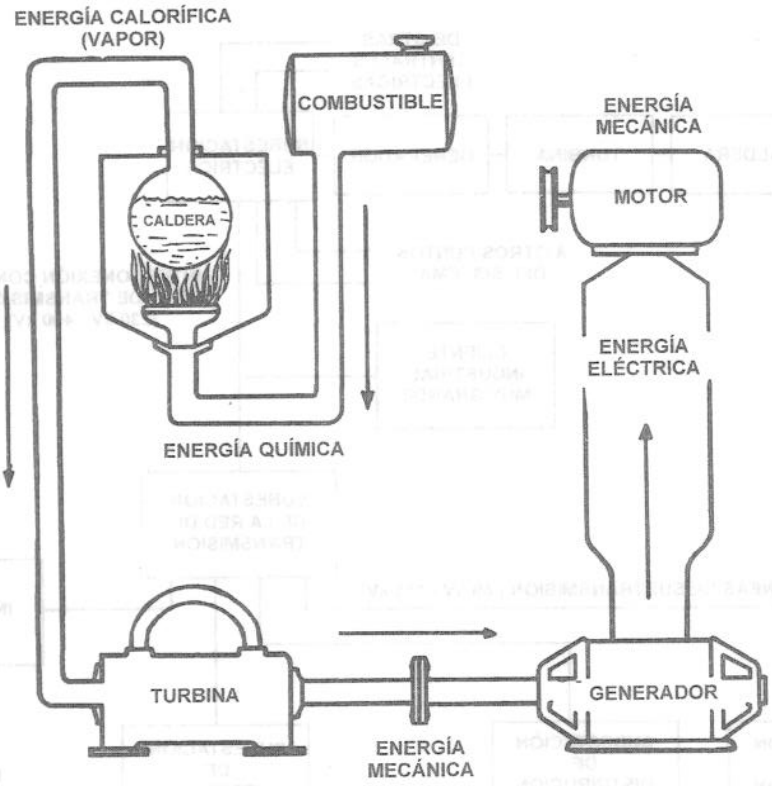
Las partes principales de un sistema eléctrico de potencia se muestran en la siguiente figura, en donde se observa que la electricidad debe ser generada y distribuida a cada cliente, pero la transmisión no siempre resulta tan obvia, la tendencia ha sido ubicar las centrales eléctricas distantes de las áreas densamente pobladas, siempre que sea posible, ya que el terreno es más barato y la gente no desearía tener una planta de generación cercana a su casa.

Adicionalmente, la localización remota permite o induce a que las plantas estén cercanas a las fuentes de combustible que usan, con lo cual se pueden lograr ahorros sustanciales en la producción de electricidad.

Las plantas hidroeléctricas se deben localizar, por supuesto, donde se encuentra el recurso hidrológico. El transporte de la electricidad a grandes distancias requiere de altos voltajes, mayores a aquellos que pueden ser manejados en forma segura por los usuarios. Por lo tanto, la energía eléctrica se transporta a las áreas generales de uso por las líneas de transmisión y se distribuye a los usuarios en voltajes bajos por medio de las líneas de distribución. Los sitios en los cuales se usan transformadores de potencia para bajar los valores de voltajes de distribución, se conocen como subestaciones de distribución.



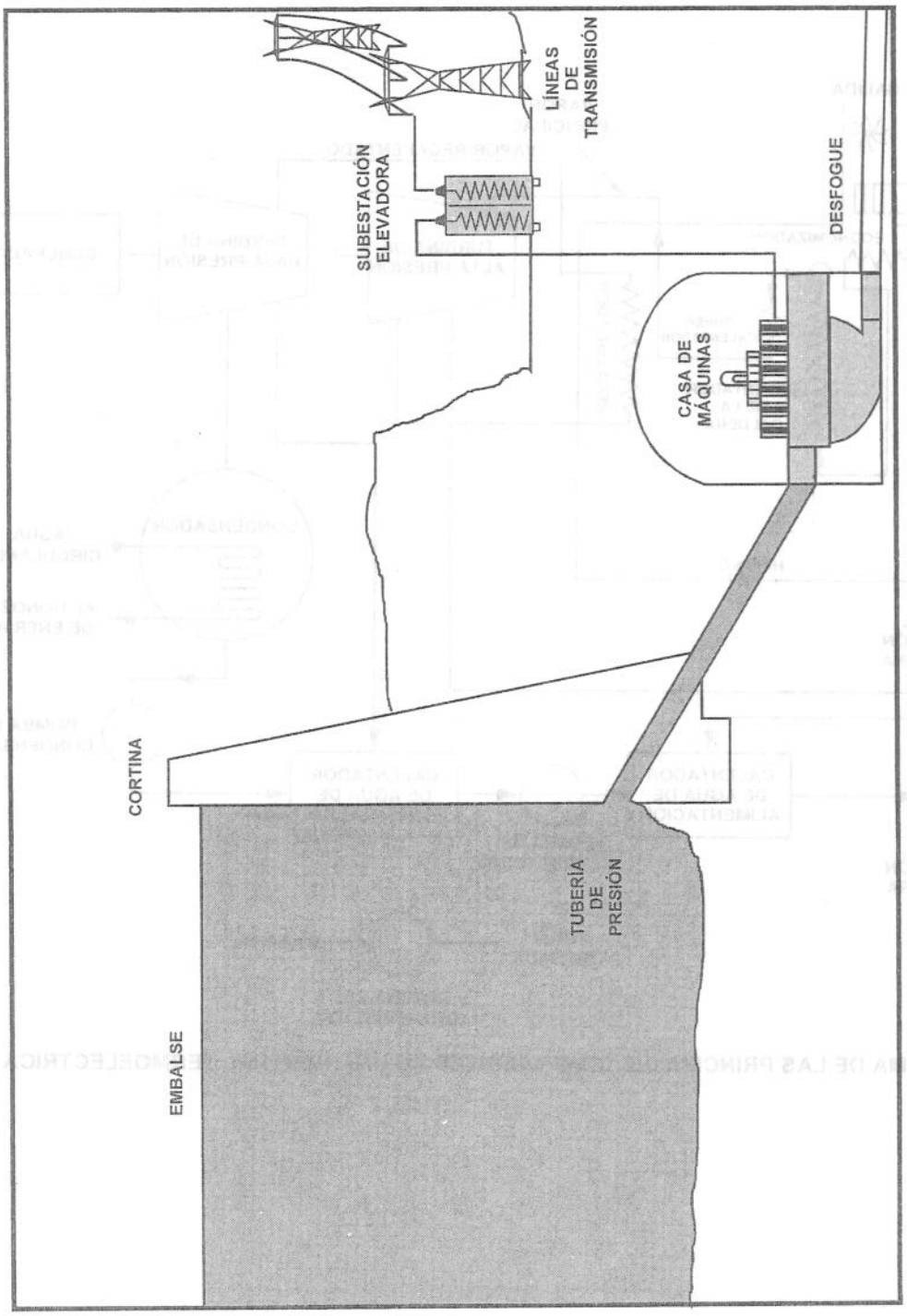
ESTRUCTURA DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA



PROCESOS DE CONVERSIÓN DE LA ENERGÍA

Los procesos de *conversión de la energía,* orientados a la obtención de la energía eléctrica, pueden tener como fuente primaria el agua.

En el caso de las centrales termoeléctricas, el combustible que puede ser derivado del petróleo o bien carbón o energía nuclear, se transforma a calor (vapor), y a partir de éste, la energía mecánica se convierte finalmente a energía eléctrica. Otros procesos de transformación de energía son: el vapor natural del subsuelo (geotermoeléctricas), la energía del viento (eoeléctricas), etc.



PRINCIPIO DE OPERACIÓN DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA

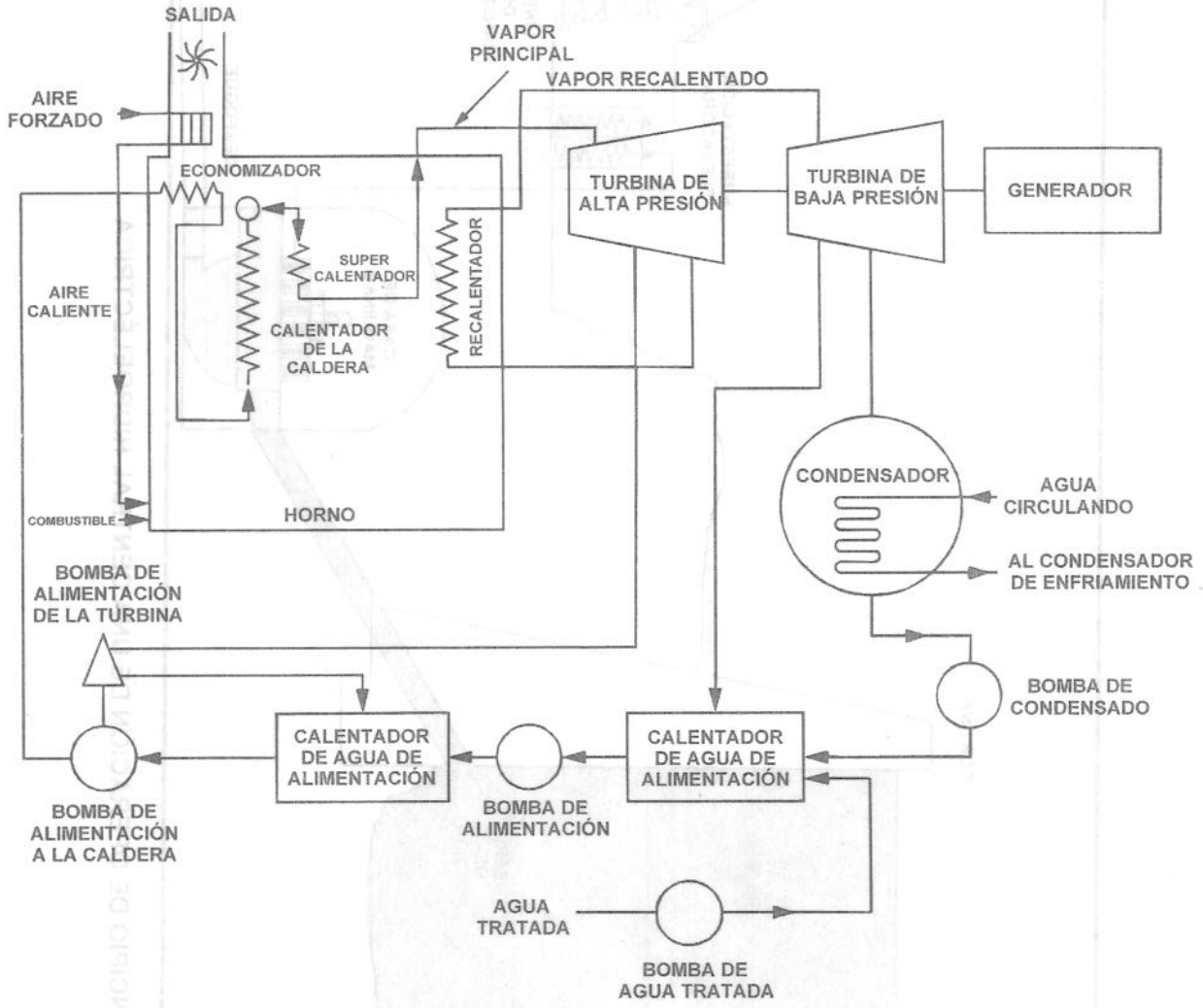


DIAGRAMA DE LAS PRINCIPALES COMPONENTES DE UNA CENTRAL TERMOELÉCTRICA

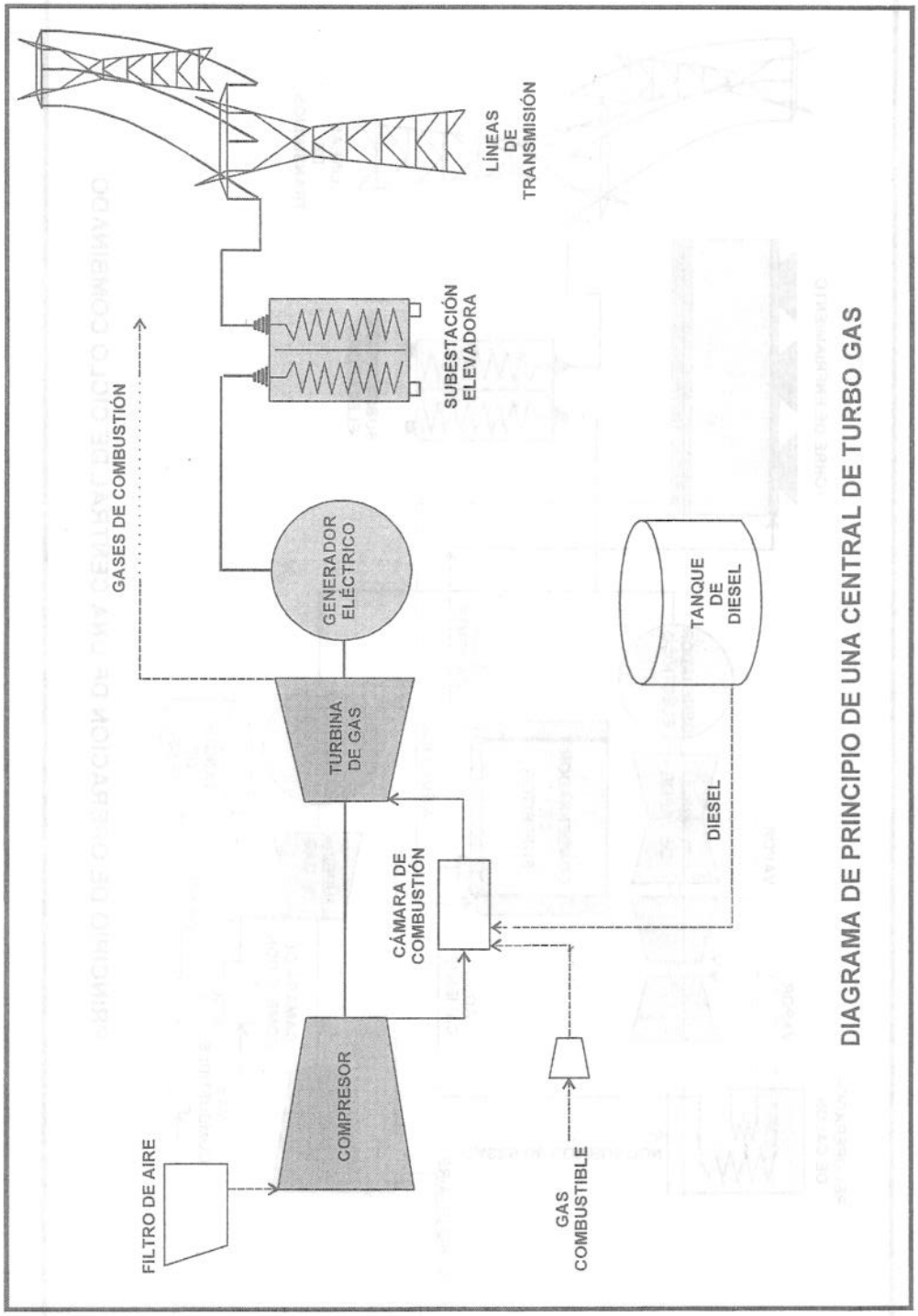
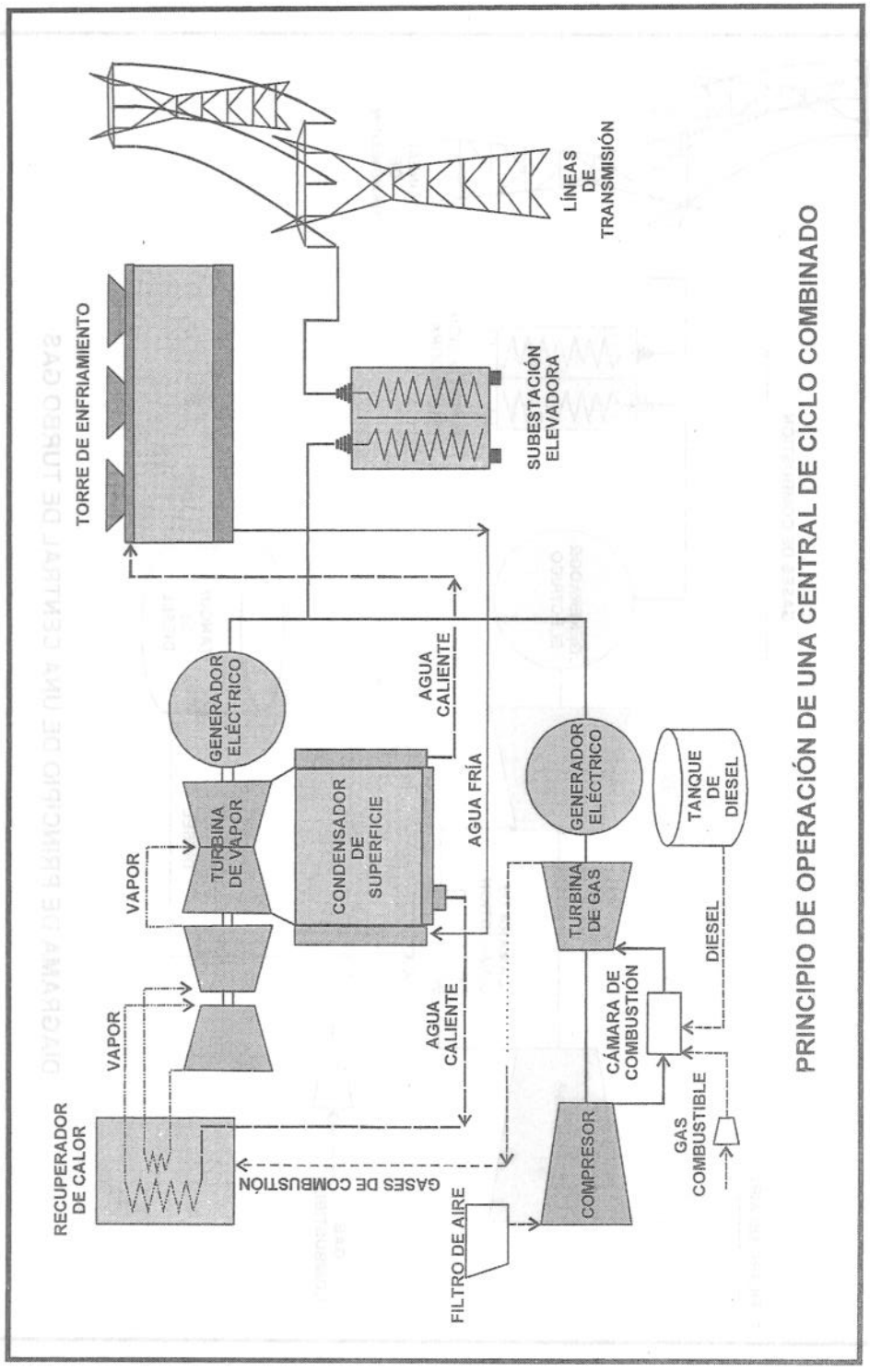


DIAGRAMA DE PRINCIPIO DE UNA CENTRAL DE TURBO GAS


LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
SUBESTACIÓN ELEVADORA
TORRE DE ENFRIAMIENTO
GENERADOR ELÉCTRICO
AGUA CALIENTE
AGUA FRÍA
CONDENSADOR DE SUPERFICIE
TURBINA DE VAPOR
VAPOR
VAPOR
AGUA CALIENTE
RECUPERADOR DE CALOR
GASES DE COMBUSTIÓN
FILTRO DE AIRE
GENERADOR ELÉCTRICO
TANQUE DE DIESEL
TURBINA DE GAS
DIESEL
CÁMARA DE COMBUSTIÓN
COMPRESOR
GAS COMBUSTIBLE
PRINCIPIO DE OPERACIÓN DE UNA CENTRAL DE CICLO COMBINADO

1.1.1 NIVELES DE VOLTAJE

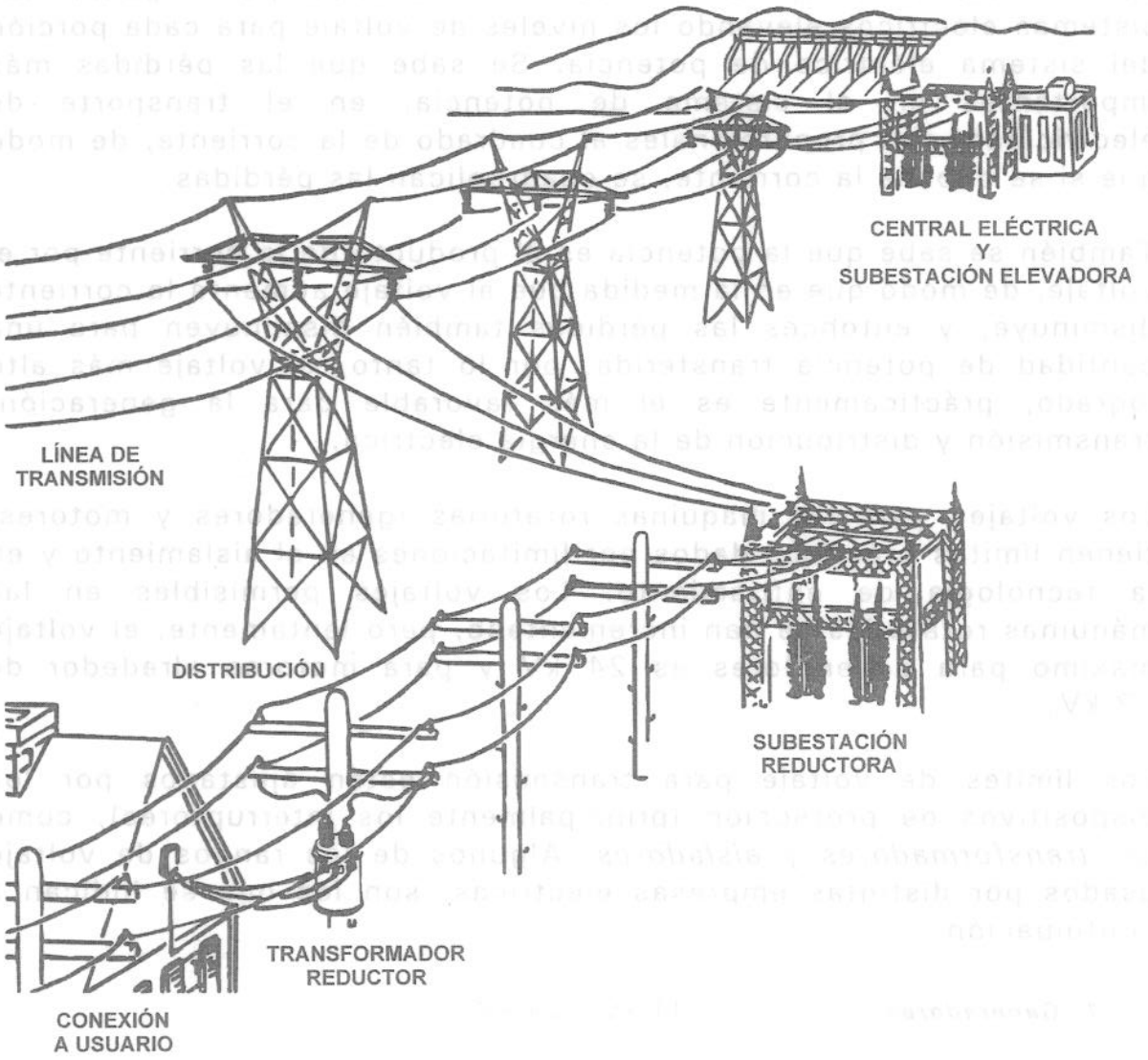
Durante varios años, se ha hecho un esfuerzo por expandir los sistemas eléctricos elevando los niveles de voltaje para cada porción del sistema eléctrico de potencia. Se sabe que las pérdidas más importantes en el sistema de potencia, en el transporte de electricidad, son proporcionales al cuadrado de la corriente, de modo que si se duplica la corriente, se cuadruplican las pérdidas.

También se sabe que la potencia es el producto de la corriente por el voltaje, de modo que en la medida que el voltaje aumenta la corriente disminuye, y entonces las pérdidas también disminuyen para una cantidad de potencia transferida; por lo tanto, el voltaje más alto logrado, prácticamente es el más favorable para la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica.

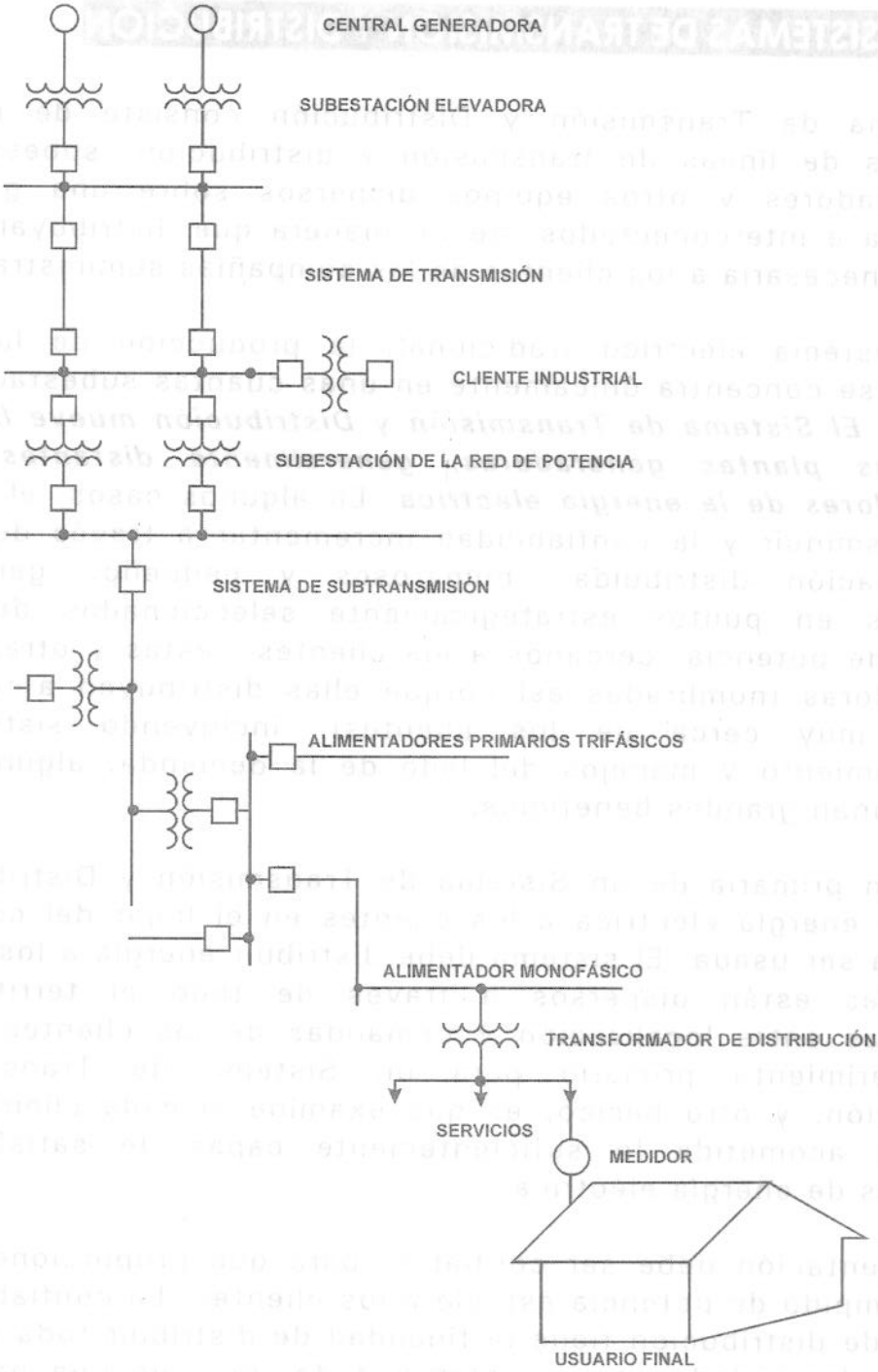
Los voltajes para las máquinas rotatorias (generadores y motores) tienen límites prácticos dados por limitaciones en el aislamiento y en la tecnología de enfriamiento. Los voltajes permisibles en las máquinas rotatorias se han incrementado, pero lentamente, el voltaje máximo para generadores es 24 kV y para motores alrededor de 12 kV.

Los límites de voltaje para transmisión están ajustados por los dispositivos de protección (principalmente los interruptores), como *los transformadores y aisladores.* Algunos de los rangos de voltaje usados por distintas empresas eléctricas, son los que se indican a continuación:

1. Generadores:	11 kV a 24 kV.
2. Transmisión en extra alta tensión:	345 kV, 400 kV, 500 kV y 765 kV en corriente alterna y alrededor de ± 500 kV ó ± 600 kV en corriente directa.
3. Transmisión:	115 kV a 230 kV.
4. Subtransmisión:	34.5 kV a 69 kV.
5. Distribución:	6 kV, 12.5 kV, 13.8 kV, 23.0 kV y 34.5 kV.



ESTRUCTURA BÁSICA DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DESDE LA GENERACIÓN HASTA LA CONEXIÓN A LOS USUARIOS, MOSTRANDO LA FUNCIÓN DE LA TRANSMISIÓN Y LA DISTRIBUCIÓN



CONFIGURACIÓN DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

1.2 LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN

El Sistema de Transmisión y Distribución consiste de miles de kilómetros de líneas de transmisión y distribución, subestaciones, transformadores y otros equipos dispersos sobre una gran área geográfica e interconectados, de tal manera que distribuyan energía eléctrica necesaria a los clientes de las compañías suministradores.

En un sistema eléctrico tradicional, la producción de la energía eléctrica se concentra únicamente en unas cuantas subestaciones de potencia. ***El Sistema de Transmisión y Distribución mueve la energía desde las plantas generadoras, generalmente distantes de los consumidores de la energía eléctrica.*** En algunos casos, el costo se puede disminuir y la confiabilidad incrementar a través del uso de la generación distribuida –numerosos y pequeños generadores colocados en puntos estratégicamente seleccionados dentro del sistema de potencia, cercanos a los clientes-, éstas y otras fuentes distribuidoras (nombradas así porque ellas distribuyen a través del sistema muy cerca de los clientes), incluyendo sistemas de almacenamiento y manejos del lado de la demanda, algunas veces proporcionan grandes beneficios.

La misión primaria de un Sistema de Transmisión y Distribución es distribuir energía eléctrica a los clientes en el lugar del consumo y lista para ser usada. El sistema debe distribuir energía a los clientes, los cuales están dispersos a través de todo el territorio con diferencias entre localización y demandas de los clientes. Este es el requerimiento primario para un Sistema de Transmisión y Distribución, y otro básico, es que examine si cada cliente cuenta con una acometida lo suficientemente capaz de satisfacer sus demandas de energía eléctrica.

Esa alimentación debe ser confiable, para que proporcione un flujo ininterrumpido de potencia estable a los clientes. La confiabilidad del sistema de distribución tiene la finalidad de distribuir toda la energía eléctrica demandada en un instante dado, no sólo una parte de la energía. No alcanzar la perfección en este rubro es considerado inaceptable. El 99% de la confiabilidad del servicio puede sonar impresionante, pero esto significa casi 9 horas de interrupción del

servicio eléctrico cada año, una cantidad que podría ser inaceptable en cualquier país desarrollado.

Mas allá de la necesidad de distribuir energía a los clientes, el Sistema de Transmisión y Distribución debe también suministrarla lista para usar, en el voltaje de utilización requerido para aplicaciones y equipo eléctrico y libre de grandes fluctuaciones de voltaje, altos niveles de armónicos o transitorios eléctricos, es decir, se debe tener una onda limpia.

Una variación del 10% del voltaje de distribución a través de un área de la compañía suministradora del servicio puede ser aceptable, pero un 10% de fluctuación en el voltaje suministrado a cualquier cliente no es aceptable, ya que como máximo se fija, por razones de calidad del servicio, un 5% de variación.

Un desbalanceo instantáneo de 3% en el voltaje causa un perceptible y en algunas personas molestias de flicker en el alumbrado. Algo más importante es que las fluctuaciones de voltaje pueden causar errores, y además un comportamiento indeseable en varios equipos eléctricos.

Así, de todos modos, ya sea alto o bajo pero dentro del rango permitido, el voltaje de distribución de cualquier cliente se debe mantener cerca del mismo nivel todo el tiempo y normalmente dentro de un rango del 3 al 6%, y cualquier variación debe ocurrir muy lentamente. Tal estabilidad de voltaje puede ser difícil de obtener, porque el voltaje de los últimos clientes de un sistema de transmisión y distribución varía inversamente con la demanda, cayendo cuando la demanda se incrementa y elevándose cuando ésta disminuye. Si el rango de la fluctuación de la carga es demasiado grande cuando esto sucede, los clientes pueden considerar un servicio deficiente.

Así, la misión de un Sistema de Transmisión y Distribución es:

1. Cubrir el servicio en todo un territorio, extendiéndose a todos los clientes.

2. Tener la suficiente capacidad para cubrir las demandas pico de sus clientes.

3. Proporcionar una distribución altamente confiable a sus clientes.

4. Proporcionar un voltaje estable a sus clientes.

LAS LEYES DE LA TRANSMISIÓN Y LA DISTRIBUCIÓN

La compleja interacción de un Sistema de Transmisión y Distribución es gobernada por un número de leyes físicas que relacionan el fenómeno natural que ha sido aprovechado para producir y transmitir la energía eléctrica. Estas interacciones han creado un cierto número de reglas que dominan el diseño de los Sistemas de Transmisión y Distribución, por ejemplo:

1. Es más económico transmitir energía eléctrica en alto voltaje. Así a mayor voltaje disminuye el costo por kW para poder transmitir la energía eléctrica.

2. A mayor voltaje se incrementa la capacidad y el costo de los equipos, así, aunque las líneas de alto voltaje son más caras que una línea de bajo voltaje, tienen una capacidad mucho mayor. Por lo cual, solamente se justifican económicamente cuando se usan para transmitir grandes cantidades de energía.

3. El voltaje de utilización no sirve para propósitos de transmisión. El voltaje de 127 volts monofásicos usados en distribución no justifican económicamente el propósito de transmitir la energía eléctrica más que a unos cuantos cientos de metros. La aplicación de esos voltajes bajos para algo más que no sea distribución local, darán una gran cantidad de pérdidas, caídas de voltaje y equipo costoso.

4. Es costoso cambiar el nivel de voltaje, pero el voltaje de transformación es más caro cuando no se transmite a una cierta distancia de energía eléctrica.

5. Es más económico producir energía eléctrica en grandes cantidades. Es el reclamo que hacen los defensores de los

modernos generadores distribuidos, a pesar de que es una economía de gran escala en la generación. Los grandes generadores producen energía más económica que los pequeños. De esta manera, esto es más eficiente para producir energía en unos cuantos lugares utilizando grandes plantas generadoras.

6. La energía eléctrica debe ser distribuida en cantidades relativamente pequeñas en bajos niveles de voltaje (120 ó 250 volts), el promedio de clientes tienen una demanda igual a un diezmilésimo o un cienmilésimo de la salida de un generador grande.

Un Sistema de Transmisión y Distribución económico se basa en los conceptos anteriores. Deberá **"captar"** la energía eléctrica en unos cuantos lugares grandes (plantas generadoras) y distribuirla en muchos lugares pequeños (clientes). Esto podría de algún modo alcanzar un ahorro usando altos voltajes, pero únicamente cuando el flujo de energía eléctrica pueda ser dispuesto de tal manera que grandes cantidades se muevan simultáneamente a través de una trayectoria común.

Por último, la energía eléctrica debe subdividirse en cantidades pequeñas a nivel de usuario, reduciéndola al voltaje de utilización y dirigida a cada oficina y casa por medio de equipo cuya compatibilidad con las necesidades de los clientes individuales será relativamente muy ineficiente comparada con la totalidad del sistema.

NIVELES JERÁRQUICOS DE VOLTAJE

Como la energía eléctrica es movida desde la generación (fuentes de gran tamaño) hasta los clientes (pequeñas cantidades demandadas), primero se transmite en grandes cantidades en alto voltaje. Como la energía eléctrica es distribuida a través del servicio por todo el territorio, es transmitida gradualmente hacia niveles de bajo voltaje y en cantidades pequeñas (a lo largo de trayectorias separadas) en

equipos de baja capacidad hasta llegar a los clientes. La clave es bajar el voltaje y distribuirlo.

A lo largo de los pasados 100 años, la estructura del sistema jerárquico ha sido el medio más efectivo para transmitir y distribuir energía eléctrica desde unas cuantas plantas generadoras a una gran cantidad de clientes dispersos. El elemento clave en esta estructura es la reducción del voltaje y fraccionar. Un fraccionamiento del flujo de la energía es esencial, al mismo tiempo que la reducción en el voltaje. Usualmente esto sucede entre 3 y 5 veces en el trayecto, desde la generación hasta los clientes.

NIVELES DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN

Como una consecuencia de esta estructura jerárquica, un sistema de distribución de energía puede ser concebido de manera conveniente compuesto de varios niveles diferentes. Cada nivel consiste de equipos fundamentalmente diferentes para realizar el mismo trabajo, pero localizados en diferentes partes del sistema. Por ejemplo, todas las subestaciones de distribución son planeadas y dispuestas aproximadamente de la misma manera y hacen las mismas funciones.

Por otro lado, todos los alimentadores son similares en equipo, disposición y función, y todos los transformadores de servicio tienen la misma finalidad y son diseñados con objetivos de planeación y estándares de ingeniería similares.

La energía eléctrica puede concebirse como si fluyera hacia abajo a través de esos niveles en su viaje desde su generación hasta los clientes. Es decir, se mueve desde las plantas generadoras (nivel sistema) hasta el cliente, la energía viaja a través del nivel de transmisión, subtransmisión, subestaciones, alimentadores primarios, hasta el nivel de servicio secundario, donde finalmente llega a los clientes.

Cada nivel se alimenta del nivel anterior y distribuye energía al nivel próximo inferior del sistema. Cada nivel varía en el tipo de equipo

que tiene, sus características, misión y manera de diseñar y planear; sin embargo, todas comparten varias características comunes:

- Cada nivel es alimentado por un nivel superior, de tal manera que el próximo nivel superior está eléctricamente cercano a la generación.
- Ambos, tanto el voltaje nominal como la capacidad nominal de equipo disminuyen de un nivel a otro, al moverse desde la generación hasta el cliente. Las líneas de transmisión operan a voltajes entre 69 y 1100 kV y tienen capacidades entre 50 y 2000 MW. Por otro lado, los alimentadotes de distribución operan entre 2.2 y 34.5 kV y tienen capacidades de entre 2 y 35 MW.
- Cada nivel tiene más equipos que su nivel superior. Un sistema con varios cientos de miles de usuarios podría tener 50 líneas de transmisión, un centenar de subestaciones, seiscientos alimentadores y cuarenta mil transformadores de servicio.
- Como resultado, la capacidad neta de cada nivel se incrementa conforme nos acercamos a los clientes. Un sistema de potencia podría tener 4500 MVA de capacidad en subestaciones, pero 6200 MVA en capacidad de alimentadores y 9000 MVA de capacidad en los transformadores de servicio instalados.
- La confiabilidad disminuye mientras se acerca a los clientes. La mayoría de las interrupciones en el servicio son resultado de fallas (ya sean debido a envejecimiento o a daños por climas severos) de transformadores, conectores o conductores muy cercanos a los clientes.

Desde el punto de vista de los sistemas eléctricos, frecuentemente no se le da a la transmisión de energía eléctrica y a la distribución, tanta importancia como a la generación y a la utilización; y en consecuencia, existe una tendencia a despreciar este tema tan importante, aún cuando en la práctica existe una gran cantidad de

personas relacionadas con el proyecto, construcción, operación y mantenimiento de las mismas.

En términos generales, la energía eléctrica se transporta por medio de líneas de transmisión, con diferentes valores de tensión, según sea la potencia por transmitir y la distancia a que se haga. Estas líneas de transmisión pueden ser aéreas o subterráneas, es decir, se usan también los cables subterráneos para la transmisión de energía eléctrica. La decisión de qué medio de transmisión usar (aéreo o subterráneo) depende de varios factores, como son: el nivel de tensión, la potencia a transmitir y la distancia a que se transmitirá, el costo de la transmisión, la confiabilidad, etc.

Para proporcionar la energía eléctrica en una forma ***"utilizable"*** por los usuarios, un sistema de transmisión y distribución debe cumplir con ciertos requerimientos básicos, como son:

1. Suministrar en forma ininterrumpida la potencia que los usuarios demandan.

2. Mantener el voltaje nominal en forma estable, sin que exceda su variación dentro de un cierto rango, fijado por la empresa suministradora, de acuerdo al índice de calidad deseable, que puede estar alrededor de ± 10% con respecto al valor nominal.

3. Mantener la frecuencia estable, de manera que siempre se encuentre dentro de un rango de variación establecido, que puede ser por ejemplo ± 0.1 Hz.

4. Suministrar la energía a un precio aceptable, es decir, se debe cumplir con un requisito de economía, en la transmisión y distribución.

5. Respetar las normas de seguridad, establecidas en cuanto a distancias en aire; distancias de conductores con respecto al suelo y con respecto a construcciones en zonas urbanas; cruzamientos con ríos, carreteras, vías de ferrocarril, etc.

6. Cumplir con los requerimientos de estética y de protección del medio ambiente.

Las líneas de transmisión constituyen una parte importante de la llamada ***"red eléctrica"*** de un sistema, ya que en sus distintos niveles de tensión, transmiten y distribuyen la energía eléctrica, pero también interconectan las distintas partes del sistema.

En resumen, se puede establecer genéricamente que las líneas de transmisión eléctricas, sirven para el transporte y la distribución de la energía eléctrica. Se dividen principalmente en dos grandes categorías: *líneas aéreas y cables subterráneos*.

LAS LÍNEAS AÉREAS están constituidas por conductores en aire apoyados en estructuras (torres) y sujetas por medio de aisladores. El aislamiento entre conductores lo proporciona el aire, y el aislamiento entre los conductores y tierra, se obtiene por medio de las cadenas de aisladores. En esta parte, sólo se hará referencia a las líneas de transmisión aéreas.

En México, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) usa como tensiones de transmisión y distribución las siguientes.

TRANSMISIÓN	
Tensión nominal (kV)	Tensión máxima de diseño (kV)
400	420
230	245
161	172
138	142
115	123
DISTRIBUCIÓN	
Tensión nominal (kV)	Tensión máxima de diseño (kV)
34.5	38.0
23.0	25.0
13.8	15.0

El nivel de tensión a emplear en una línea de transmisión, así como su ubicación geográfica y eléctrica, se obtiene de los estudios de planeación correspondientes al desarrollo de la transmisión, donde se consideran aspectos como: desarrollo del sistema eléctrico, interconexión y enlaces, potencia a transmitir y distancia a que se transmitirá, potencia reactiva, etc.

En las etapas de anteproyecto y proyecto, se deben considerar aspectos específicos de cada línea de transmisión en particular, como son: la trayectoria y el perfil de la línea, la localización y tipo de estructura (torres), derecho de vía, máximos valores permisibles de ruido, características ambientales y climatológicas y los parámetros eléctricos principales.

El análisis se puede hacer, en base a las principales componentes de las líneas de transmisión y redes de distribución, que son:

- Estructuras.
- Conductores eléctricos y cables de guarda.
- Aislamiento.
- Herrajes.

La mayoría de estos elementos están definidos con anterioridad, ya que, por ejemplo, en el caso de las estructuras se tienen catálogos descriptivos de las principales características por fabricantes y por tipo de utilización. También, los conductores están definidos para su uso, salvo casos especiales, como son: 1113 kCM en 400 kV; 900 kCM en 230 kV y 477 kCM en 115 kV; en ocasiones, también en 795 kCM en 230 kV y 115 kV. Para tensiones menores en distribución, se usan conductores de cobre o ACSR, de 266 KCM ó 1/0 AWG.

En cuanto a los aisladores y herrajes, se puede decir que también se conocen las características básicas para el proyecto, en cada uno de los casos que se requieran.

1.3 PRINCIPALES ELEMENTOS CONSTITUTIVOS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

Como se ha mencionado anteriormente, desde el punto de vista del proyecto de las líneas de transmisión, las principales componentes a considerar, son:

- Estructuras (torres).
- Conductores.
- Aislamiento y herrajes.

1.3.1. ESTRUCTURAS (TORRES)

Las torres o estructuras, constituyen el soporte mecánico de las líneas de transmisión, y económicamente hablando, representan la mayor inversión. En México, se construyen principalmente de acero o cemento armado, para distribución y subtransmisión.

En algunos países como Canadá, Estados Unidos, Alemania, Suecia, Finlandia, etc., se pueden encontrar líneas de transmisión con estructuras de madera.

Por su tipo, las torres pueden ser principalmente:

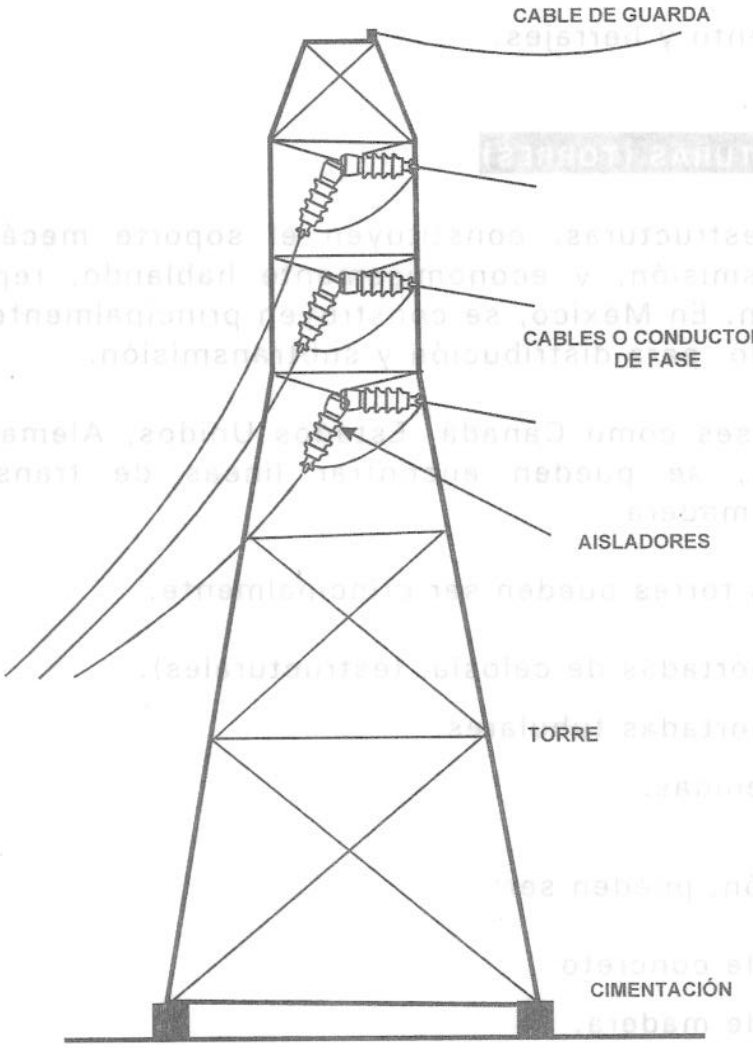
- Autosoportadas de celosía. (estructurales).
- Autosoportadas tubulares.
- Con retenidas.

Para distribución, pueden ser:

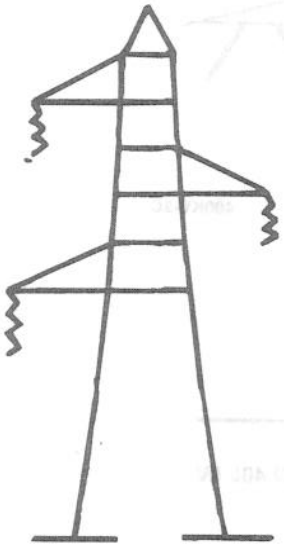
- Postes de concreto.
- Postes de madera.
- Postes de acero.

TORRES AUTOSOPORTADAS CON CELOSÍA

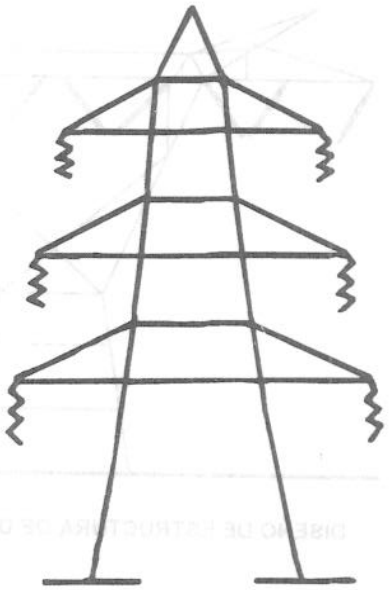
En México, las torres autosoportadas constituyen la mayoría de las estructuras usadas en líneas de transmisión en alta tensión. Su nombre se debe a que, mecánicamente, no requieren de apoyos adicionales para trabajar, como elementos sujetos a los esfuerzos de tensión y compresión debidos a cargas de conductores, aisladores y elementos externos como: presión de viento, carga por hielo, etc., además del tensionado normal para montaje.



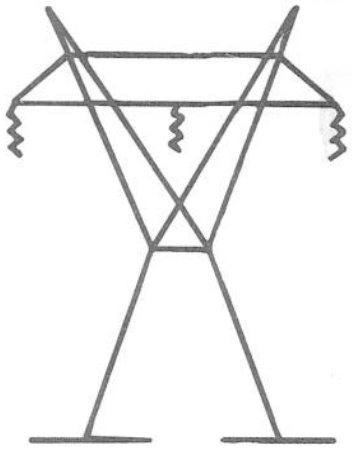
TORRE DE TRANSMISIÓN



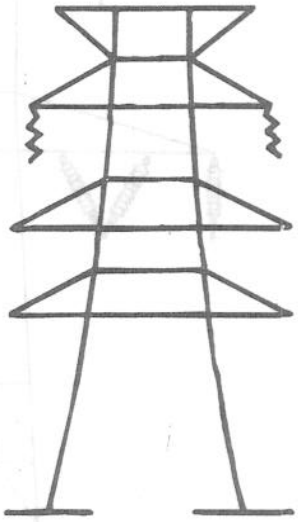
CIRCUITO SENCILLO
DISPOSICIÓN TRIANGULAR
1 CABLE DE GUARDA



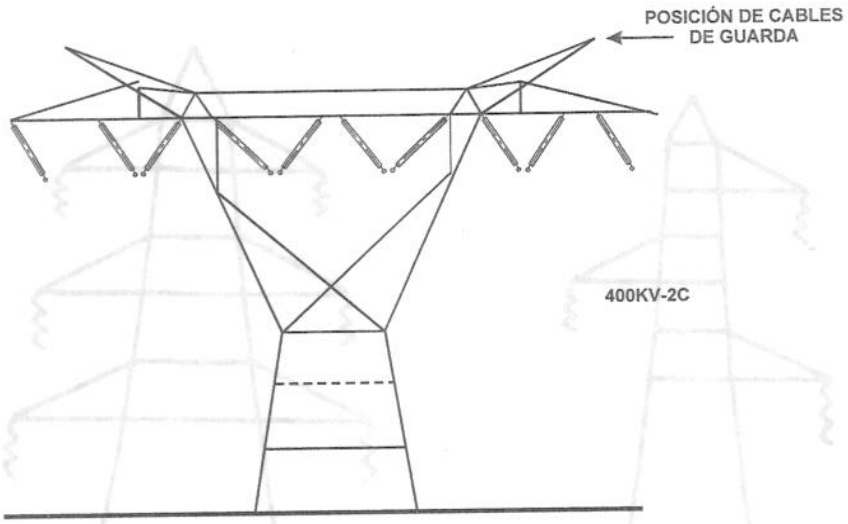
DOBLE CIRCUITO
1 CABLE DE GUARDA



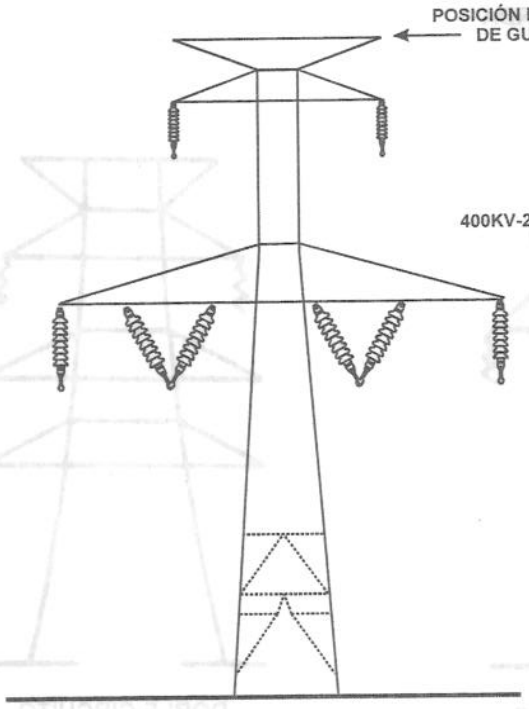
CIRCUITO SENCILLO
2 CABLES DE GUARDA



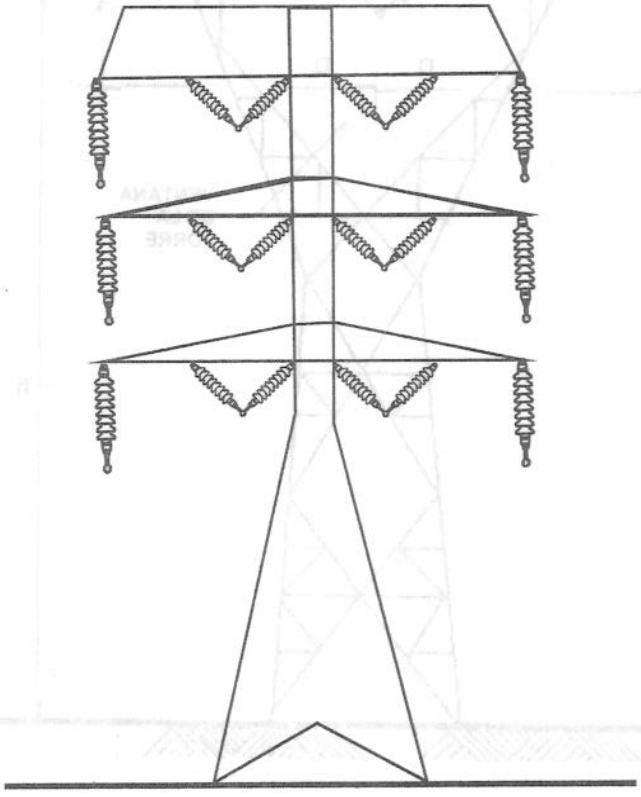
DOBLE CIRCUITO
2 CABLES DE GUARDA



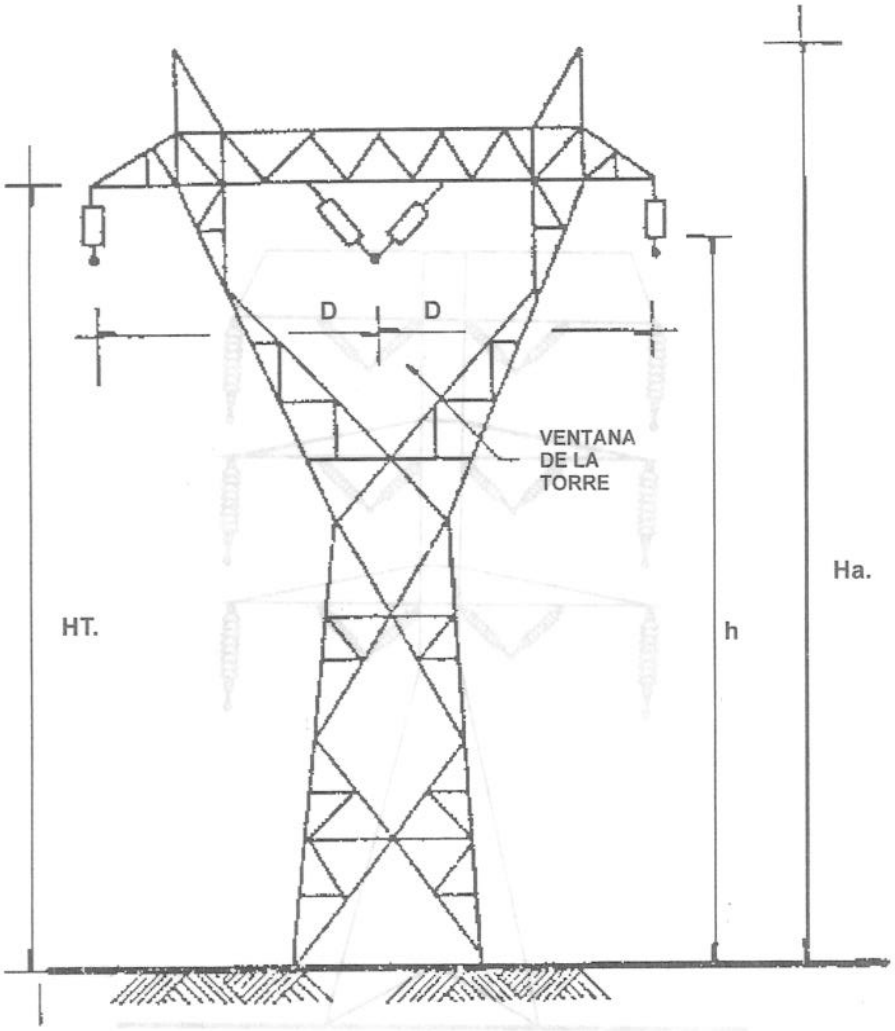
DISEÑO DE ESTRUCTURA DE DOBLE CIRCUITO 400 kV



DISEÑO DE ESTRUCTURA DE DOBLE CIRCUITO 400 kV



SILUETA BÁSICA 230KV- 4 CIRCUITOS



h = Altura de los conductores de fase sobre el nivel del suelo de la torre.

H_T = Altura de la trabe.

H_a = Altura de los cables de guarda.

D = Distancia entre centros de fases.

Las dimensiones de estas torres son variables y dependen de varios factores, como son:

Tipo de terreno: plano, ondulado, montañoso.

Distancia interpostal: es decir, distancia media entre dos torres adyacentes, también conocidas como claro horizontal.

Función de la torre: Lo que determina el tipo que puede ser:

- Tipo suspensión.
- Tipo tensión.
- Tipo remate.
- De transposición.

La gran mayoría de las líneas de transmisión usadas en México son del tipo autosoportadas de celosía, de las llamadas de suspensión.

Las torres de tensión se aplican en menor número para otras aplicaciones, como: cruzamientos y zonas, donde se requiere obtener una mayor altura de los conductores.

Las torres de remate se usan en las llegadas o salidas de subestaciones eléctricas, que pueden ser de suspensión o de tensión, dependiendo del ángulo de llegada o salida a la subestación, preferentemente se usan de tipo suspensión.

Las torres de transposición tienen un diseño similar a las de suspensión, y se usan para alternar la posición de los conductores de fase de las líneas de transmisión, se aplican pocas en una línea de transmisión y dependen en cierto modo de la longitud de las mismas.

TORRES AUTOSOPORTADAS TIPO TUBULAR

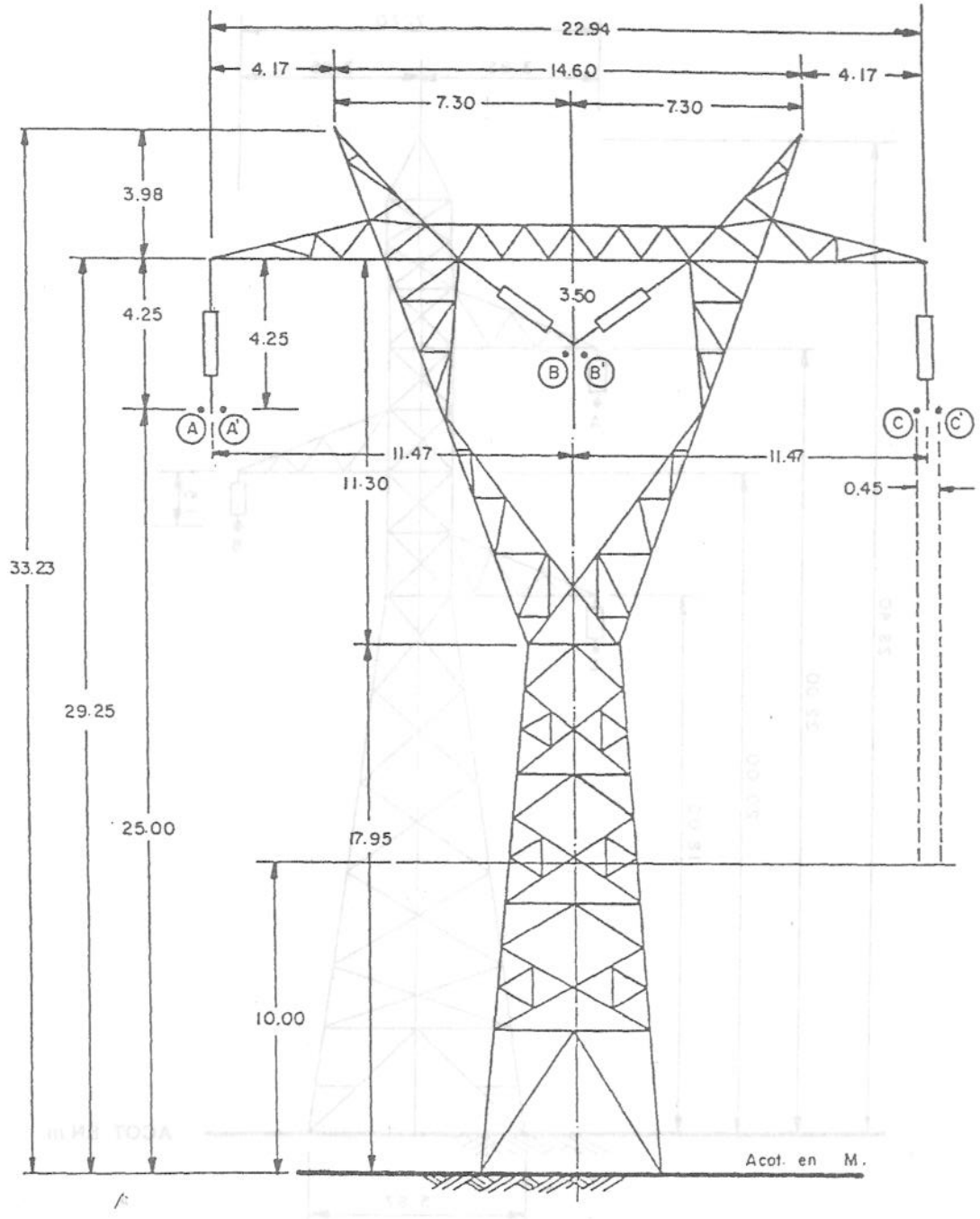
Estas torres también son autosoportadas, en el mismo concepto de las tipo celosía; la diferencia está en que no se construyen como las de celosía, con ángulos o perfiles, sino que se usa tubo de acero, lo

que hace que sean más compactas, pero también su costo es superior a igualdad de condiciones de operación, también se diseñan para trabajar en suspensión o a tensión.

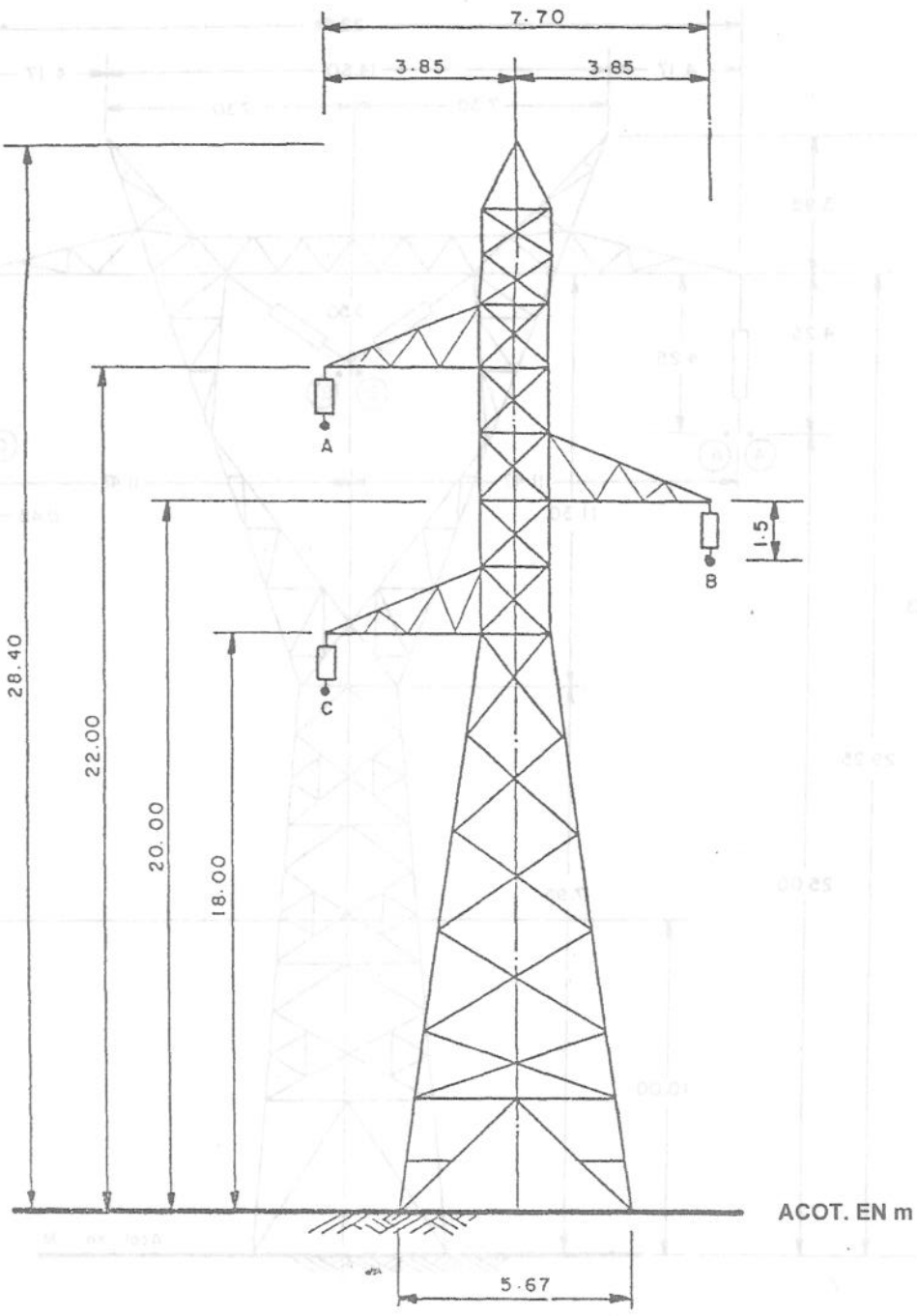
Debido a su alto costo, su uso está restringido a zonas donde se tienen problemas de disponibilidad de terreno para construir la línea, y también de estética; es decir, se aplican preferentemente en zonas urbanas con diseños compactos, donde se pueden usar también aislamientos sintéticos, o sea, aislamientos no convencionales a base de discos de vidrio o porcelana.

TORRES CON RETENIDAS

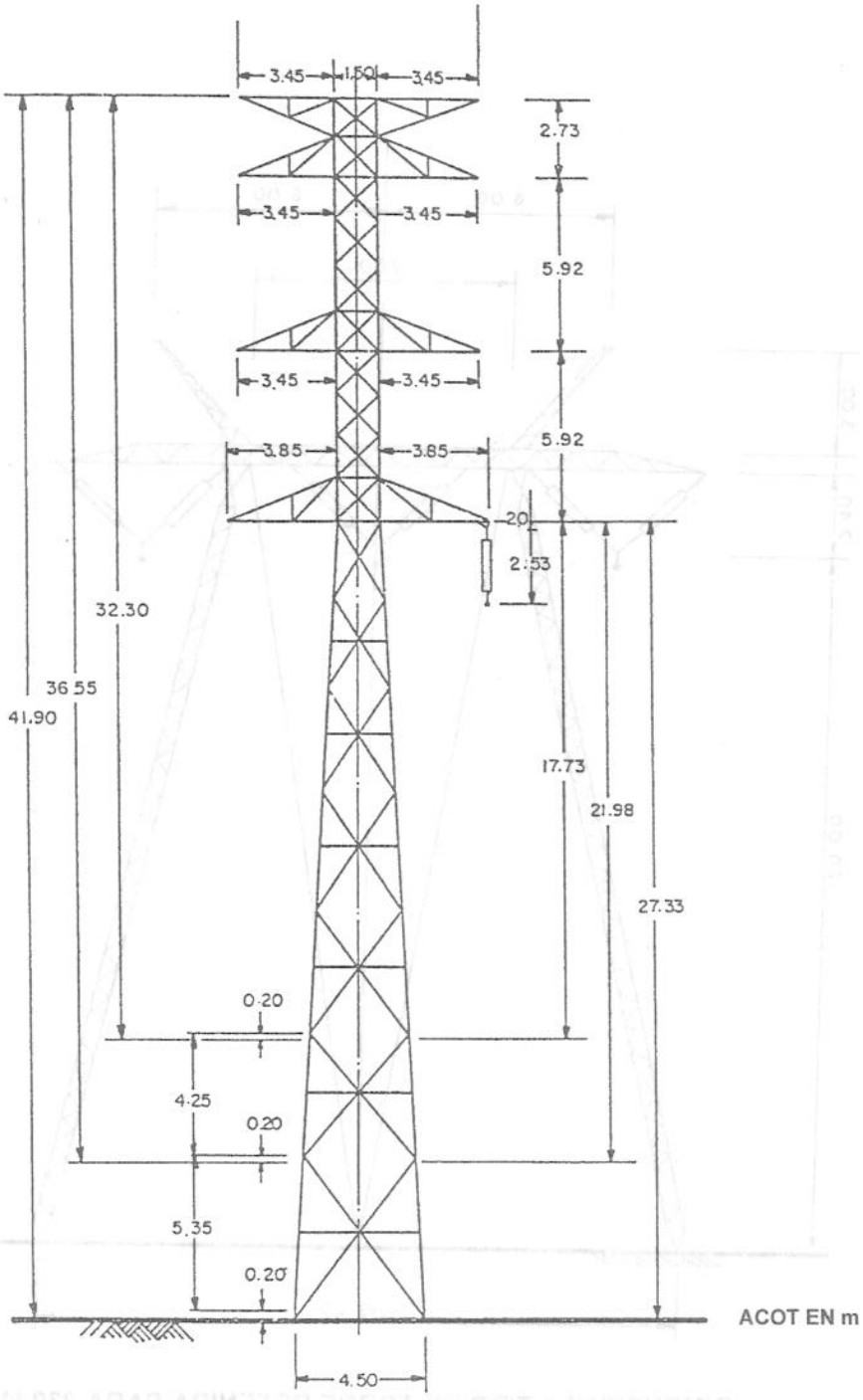
Se usan en México con una trabe horizontal sostenida con uno o dos puntos, que trabajan exclusivamente a comprensión, en estas torres la estabilidad mecánica se asegura por medio de tirantes (retenidas) con la disposición apropiada.



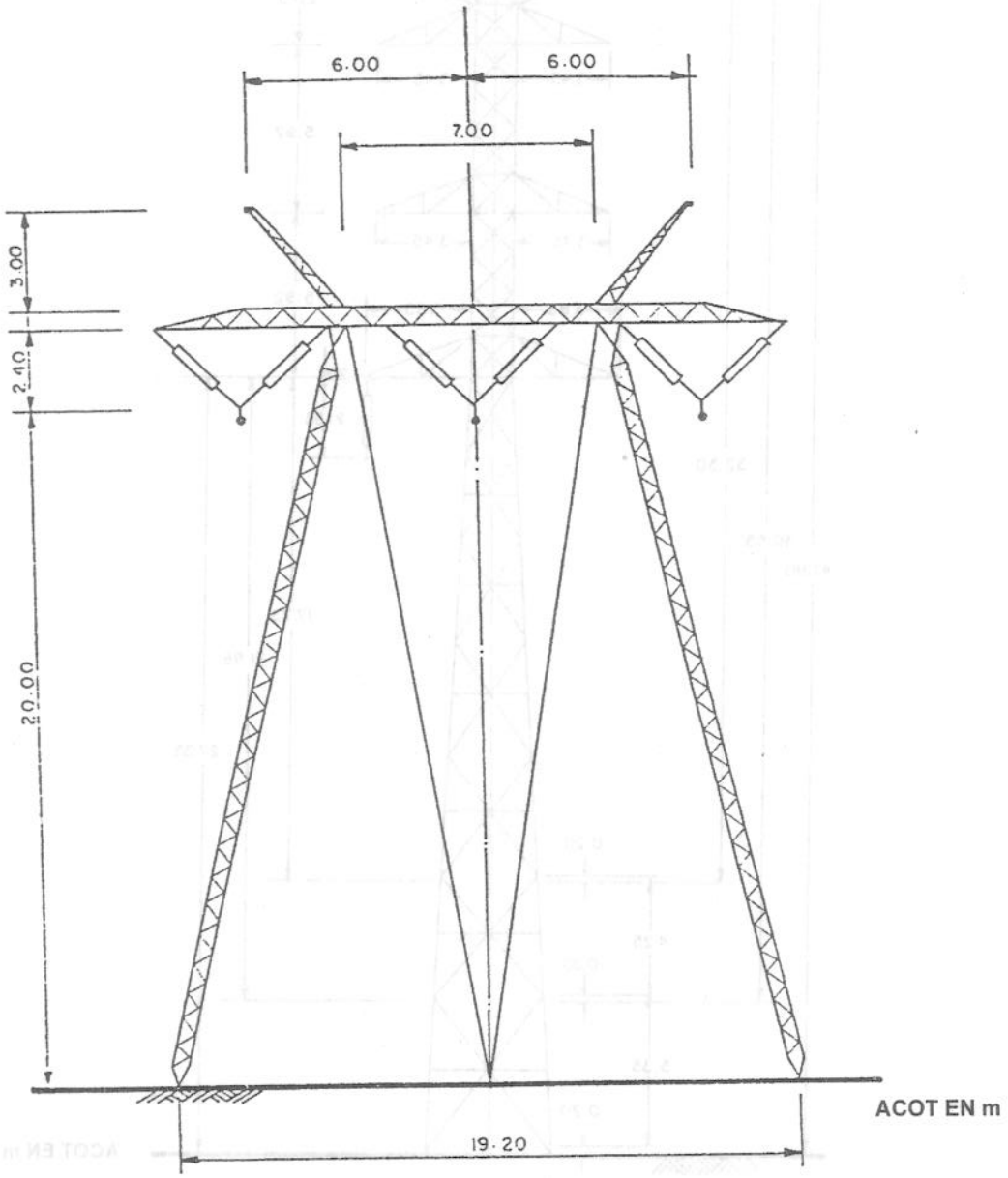
DIMENSIONES TIPO TORRE AUTOSOPORTADA 400 kV



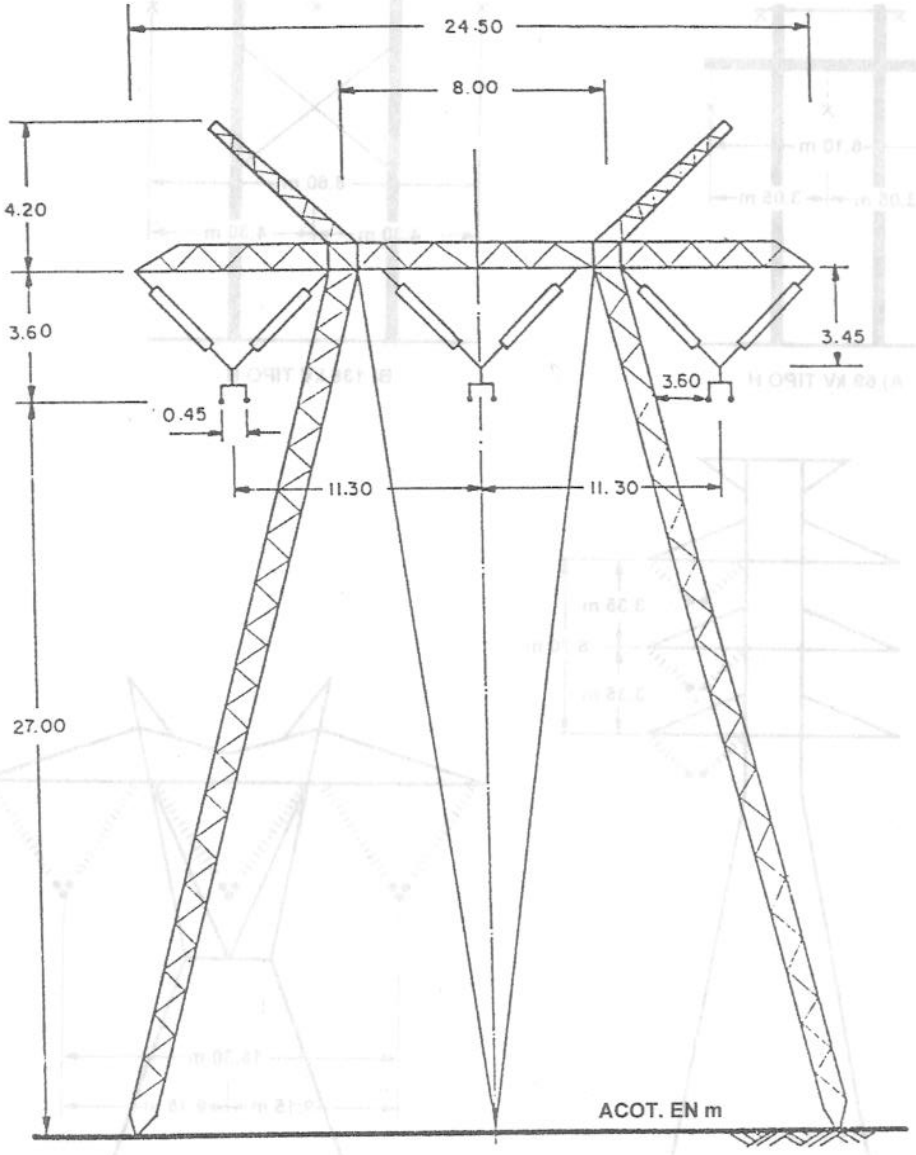
DIMENSIONES TIPO DE TORRE AUTOSOPORTADA 115 kV UN CIRCUITO



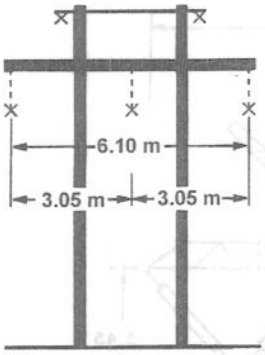
DIMENSIÓN TIPO DE TORRE AUTOSOPORTADA PARA 230 kV (DOS CIRCUITOS)



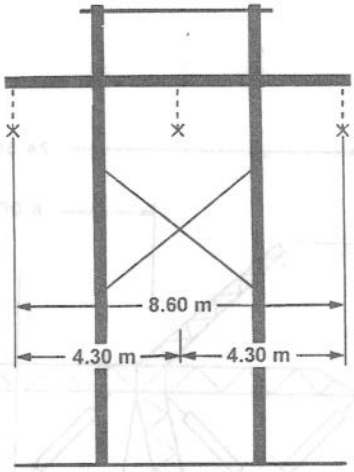
DIMENSIONES TIPO DE TORRE RETENIDA PARA 230 kV



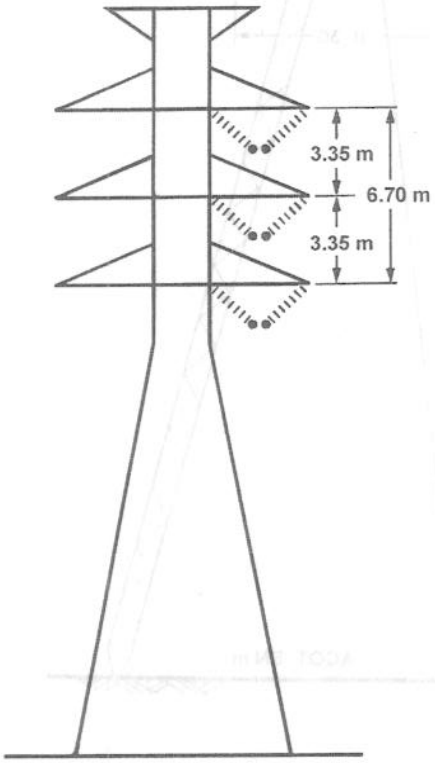
DIMENSIONES TIPO DE TORRE RETENIDA PARA 400 kV



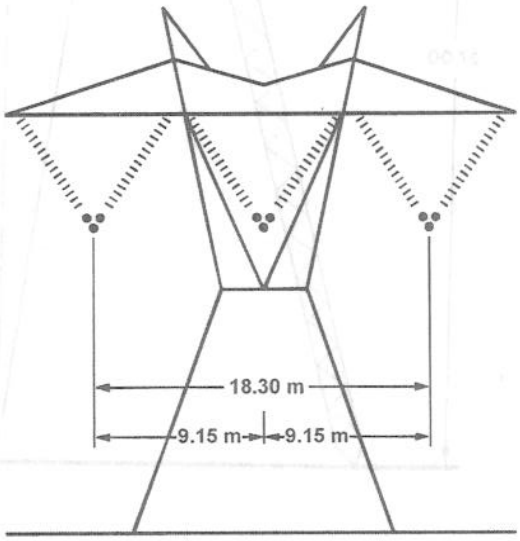
A) 69 kV TIPO H



B) 138 kV TIPO H

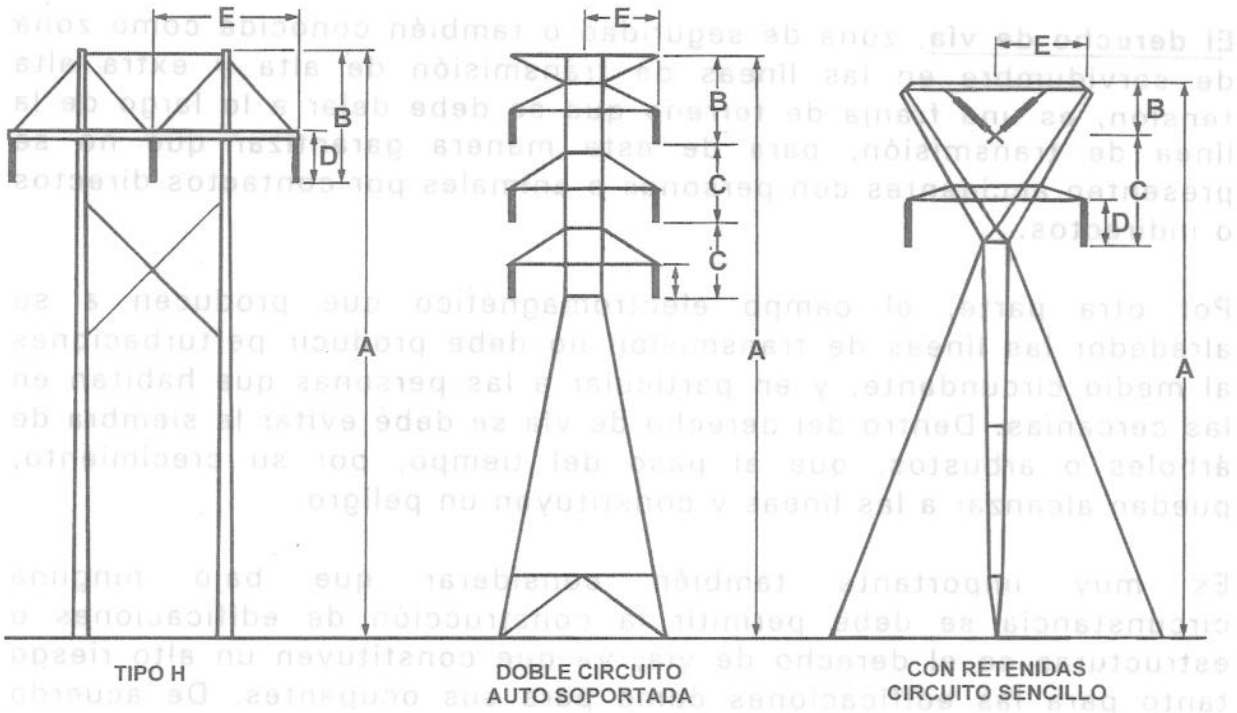


C) 400 kV DOBLE CIRCUITO



D) 520 kV CIRCUITO SENCILLO

ALGUNOS TIPOS DE TORRES Y SUS DIMENSIONES APROXIMADAS



SILUETAS PARA ESTRUCTURAS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

1.4 REQUISITOS PARA EL PROCESO DE TRANSMISIÓN

En virtud de que las líneas de transmisión entregan o transportan la energía desde las centrales eléctricas a las subestaciones y a las grandes plantas o instalaciones industriales, y finalmente a las redes de distribución. Las líneas de transmisión también interconectan centrales eléctricas para permitir el intercambio de potencia cuando alguna central está fuera de servicio, ya sea por falla o por mantenimiento.

Para la construcción de líneas de transmisión se deben cumplir con ciertos requisitos, como son las distancias de seguridad y el establecimiento de una zona de seguridad o derecho de vía, que son aplicables en cualquier lugar que se construya una línea de transmisión y a partir de una tensión de 69 kV.

El derecho de vía, zona de seguridad o también conocida como zona de servidumbre en las líneas de transmisión de alta y extra alta tensión, es una franja de terreno que se debe dejar a lo largo de la línea de transmisión, para de esta manera garantizar que no se presenten accidentes con personas o animales por contactos directos o indirectos.

Por otra parte, el campo electromagnético que producen a su alrededor las líneas de transmisión no debe producir perturbaciones al medio circundante, y en particular a las personas que habitan en las cercanías. Dentro del derecho de vía se debe evitar la siembra de árboles o arbustos, que al paso del tiempo, por su crecimiento, puedan alcanzar a las líneas y constituyan un peligro.

Es muy importante también considerar que bajo ninguna circunstancia se debe permitir la construcción de edificaciones o estructuras en el derecho de vía, ya que constituyen un alto riesgo tanto para las edificaciones como para sus ocupantes. De acuerdo con la especificación de la Comisión Federal de Electricidad de México (NRF-014-CFE-2001).

SEPARACIÓN HORIZONTAL MÍNIMA DE CONDUCTORES A EDIFICIOS, CONSTRUCCIONES Y CUALQUIER OTRO OBSTÁCULO

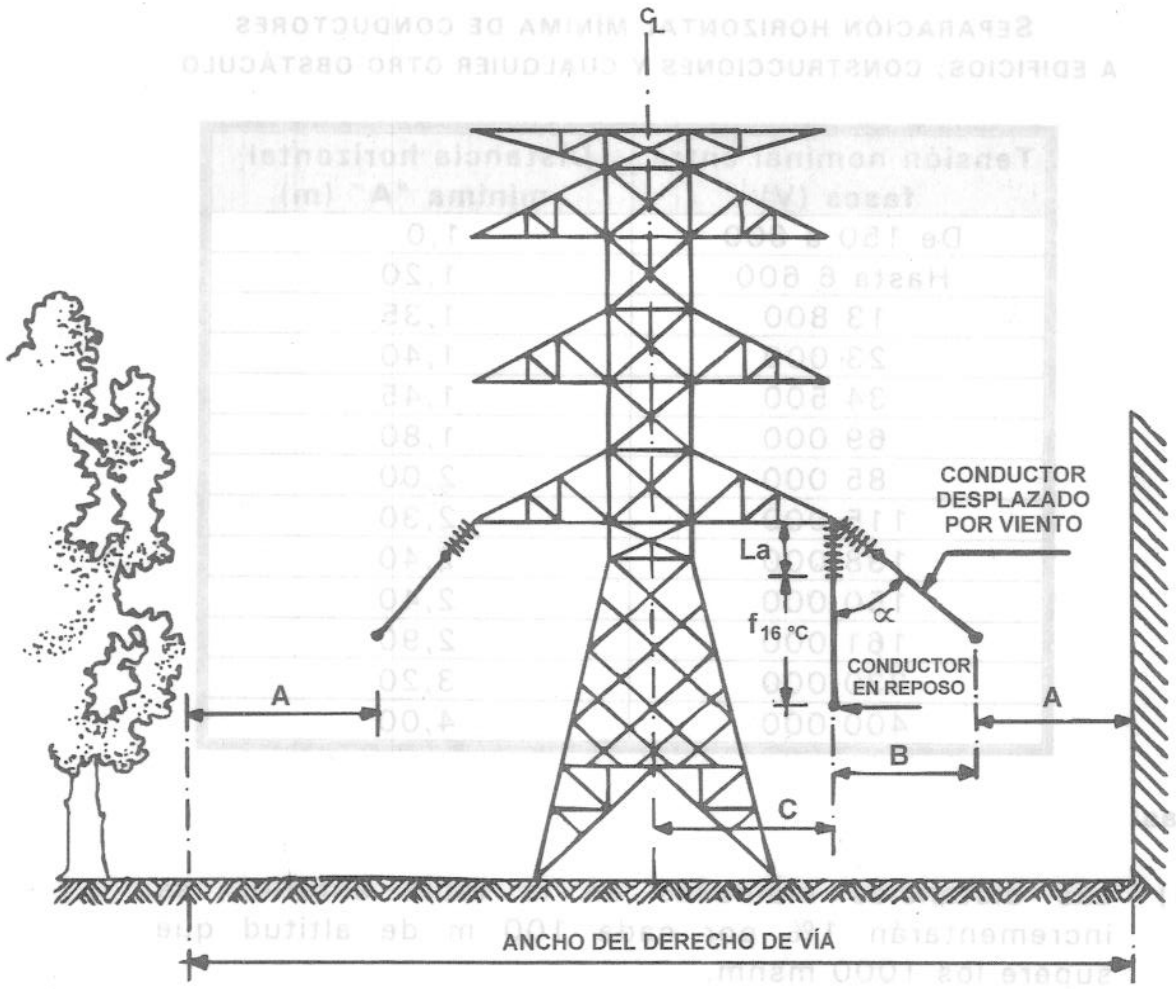
Tensión nominal entre fases (V)	Distancia horizontal mínima "A" (m)
De 150 a 600	1,0
Hasta 6 600	1,20
13 800	1,35
23 000	1,40
34 500	1,45
69 000	1,80
85 000	2,00
115 000	2,30
138 000	2,40
150 000	2,40
161 000	2,90
230 000	3,20
400 000	4,00

Notas:

1) Las distancias indicadas en la tabla anterior, se incrementarán 1% por cada 100 m de altitud que supere los 1000 msnm.

2) Los cables de comunicación y mensajeros, deben guardar una distancia mínima de 1 m con el obstáculo más cercano.

3) Para tensiones de 34,5 kV o menores, cuando el espacio disponible no permita este valor, la separación puede reducirse a un mínimo de 1 m, siempre que los conductores tengan aislamiento para prevenir un corto-circuito en caso de un contacto momentáneo a tierra.



INTEGRACIÓN DEL DERECHO VÍA

DONDE :

A = SEPARACIÓN HORIZONTAL MÍNIMA DE SEGURIDAD
B = PROYECCIÓN HORIZONTAL DE LA FLECHA MÁS CADENA DE AISLADORES
C = DISTANCIA DEL EJE DE LA ESTRUCTURA AL CONDUCTO EXTERNO EN REPOSO
La = LONGITUD OSCILANTE DE LA CADENA DE AISLADORES
$f_{16\,°C}$ = FLECHA FINAL A 16°C

ANCHO DEL DERECHO DE VÍA = $2\,(A + (La + f_{16\,°C})\tan\alpha + C)$

Para calcular este desplazamiento puede utilizarse la siguiente fórmula:

$$\tan\alpha = \frac{(CMH)(PV)(K1)(\phi_C)}{(CV)(K2)(Wc)+(0.59)(Wa)}$$

Donde:

K_1 = Constante debida a la presión del viento.

K_2 = Constante debida a la masa del conductor.

α = Ángulo de desplazamiento del conductor y la cadena de aisladores de suspensión, cuando éstos se utilicen, en grados.

CMH = Claro medio horizontal o claro de viento de una estructura en m.

PV = Presión de viento en Pa.

ϕc = Diámetro del conductor en m.

CV = Claro vertical o claro de masa en una estructura en m.

Wc = Peso unitario del conductor en N/m.

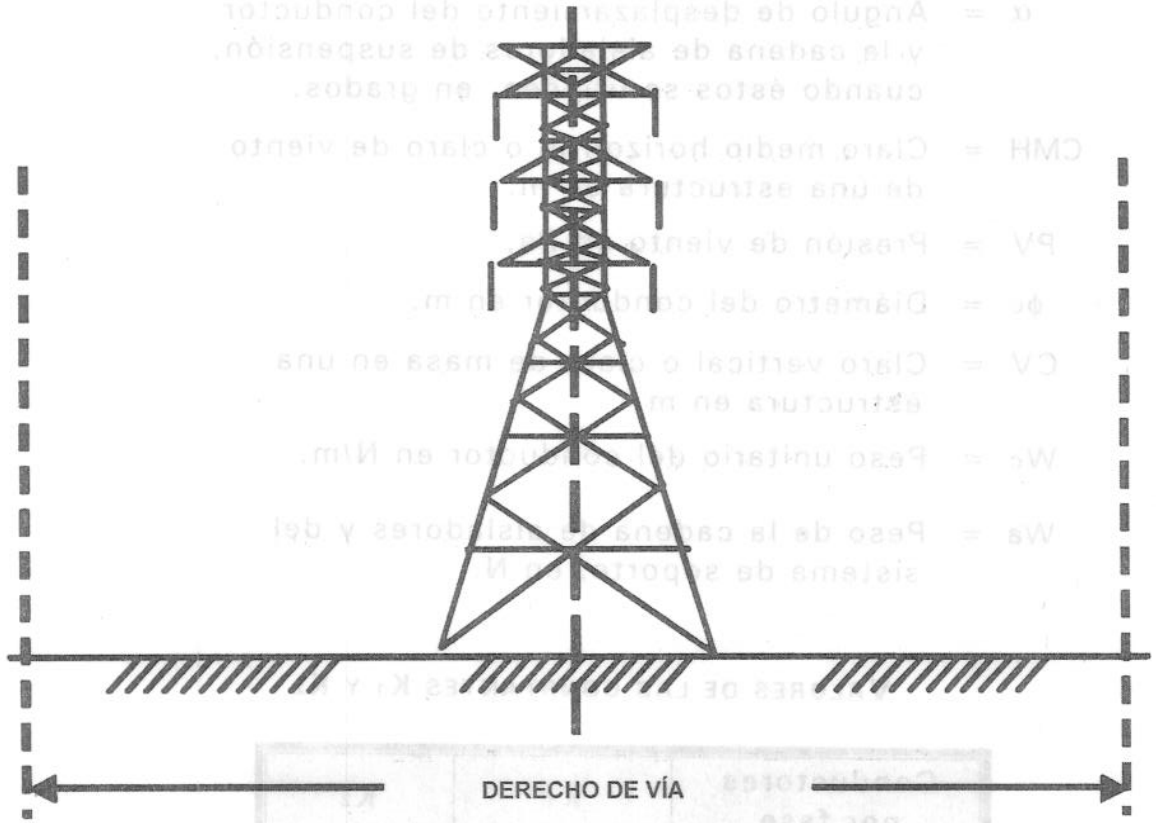
Wa = Peso de la cadena de aisladores y del sistema de soporte, en N.

VALORES DE LAS CONSTANTES K_1 Y K_2

Conductores por fase	K_1	K_2
1	1	1
2	1.5	2
3	2.5	3

TIPO DE ESTRUCTURA	TENSIÓN (kV)	ANCHO MÍNIMO (m)
TORRES	400	40-55
TORRES	220/230 (2 CTOS)	32
	220/230 (1 CTO)	30
POSTES	220/230 (2 CTOS)	30
	220/230 (1 CTO)	28
TORRES	110/115 (2 CTOS)	20
	110/115 (1 CTO)	20
POSTES	110/115 (2 CTOS)	15
	110/115 (1 CTO)	15
TORRES/POSTES	57.5/66	15

DERECHO DE VÍA PARA ALGUNOS NIVELES DE TENSIÓN



ANCHO DE LA ZONA DEL DERECHO DE VÍA

1.4.1 CRITERIOS GENERALES PARA LA SELECCIÓN DE LA TRAYECTORIA

1.4.1.1. CRITERIOS BÁSICOS

El criterio que se adopta para cada uno de los conceptos que se toman en cuenta para la evaluación de la ruta, depende y varía de acuerdo con los siguientes factores:

Tensión de línea:	Menores de 230 kV, 230 kV y 400 kV.
Topografía predominante, considerando el tipo de terreno:	Plano, lomerío o montañoso.
Condiciones meteorológicas:	Precipitaciones, descargas atmosféricas, tormentas, tornados, masas de aire, ciclones.
Uso del suelo:	Agrícola, pecuario, forestal, industrial, urbano, y en casos, turísticos.
Vialidad de apoyo:	Autopistas, carreteras pavimentadas, terracerías, brechas.
Tipo de asentamientos humanos y su probable expansión:	Ciudades, poblados, rancherías, caserío aislado y asentamientos irregulares.
Tipo de vegetación:	Árida, cultivos, huertos, pastizales, palmares, bosque, selva, manglar.
Factibilidad y facilidad para adquirir el permiso de paso.	
Protección ambiental:	Apegándose a la Ley General de Equilibrio Ecológico y la protección al ambiente, asimismo su reglamento.

1.4.1.2. PRECEPTOS RECOMENDABLES

Para construir una línea de transmisión lo más económicamente posible, que opere de una manera confiable y con el mínimo impacto ambiental, en el estudio, en la evaluación y en la selección de la ruta, deberán considerarse los preceptos siguientes:

1) La mejor longitud posible, basándose en el principio geométrico que la distancia más cercana entre dos puntos es la línea recta.

2) El menor número de puntos de inflexión.

3) El menor número de cruzamientos con líneas de transmisión, vías de ferrocarril, carreteras y ríos.

4) Facilidad de construcción.

5) Cercanía a carreteras y caminos de terracería, para facilidad de construcción, revisión y mantenimiento, evitando con esto la creación de nuevos accesos que pudieran afectar la estabilidad de los ecosistemas.

6) Evitar bosques, huertas, sembradíos de alto valor y preferentemente no cruzar por zonas selváticas y agrícolas.

7) Evitar lagunas, esteros, pantanos, ríos, zonas inundables y playas.

8) Alejarse de la contaminación marina e industrial, así como de terrenos erosionados o agresivos.

9) Evitar pasar cerca de zonas turísticas, en funciones o evidentemente potenciales, así como por zonas arqueológicas o de valor histórico y áreas naturales protegidas.

10) Pasar lo más razonablemente alejado de núcleos de población.

11) Considerar el uso de postes tubulares, de mejor estética y por razones de espacio, cuando por la función propia de la línea de transmisión se tenga que pasar por poblaciones o zonas turísticas. Esto minimizará el impacto visual y el derecho de vía respectivo.

12) Cumplir con todas las leyes, reglamentos y recomendaciones del Instituto Nacional de Ecología de la Secretaría de Medio Ambiente, Recursos Naturales y Pesca, en materia de protección ambiental, así como las de los demás organismos públicos federales, estatales o municipales.

1.4.1.3. Actividades de gabinete

Algunas se llevan a cabo antes del reconocimiento de campo y otras después.

Programación simplificada de la obra, según fecha de entrada en operación y características indicadas en el programa de obras e inversiones del sector eléctrico (POISE).

Con base a este programa, se elabora el diagrama unifilar simplificado de la zona donde quede comprendida la línea por estudiar, incluyendo tanto las obras en operación como las figuras señaladas en el programa de planeación.

Recopilación de información general, tal como:

1. Cartas topográficas del Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática (INEGI).

2. Planos urbanos: de planes directores y desarrollo urbano.

3. Posición física de las instalaciones eléctricas en operación y futuras.

4. Carreteras, vías de FC, aeropuertos, presas, etc. (operando y a futuro).

5. Desarrollos industriales, habitacionales y turísticos.
6. Zonas de bosque, selvas, huertas, caña, sembradíos de alto valor, etc.
7. Áreas naturales protegidas, parques nacionales, reservas de la biosfera, zonas arqueológicas, etc.
8. Zonas de contaminación marina, industrial o agrícola, como la quema de caña.
9. Zonas inundables o propensas a inundación.
10. Vientos dominantes y algunos datos meteorológicos.
11. Formación del plano general de trabajo y trazo de rutas opcionales, con base a la información obtenida. Esta es la última actividad antes de las de campo.

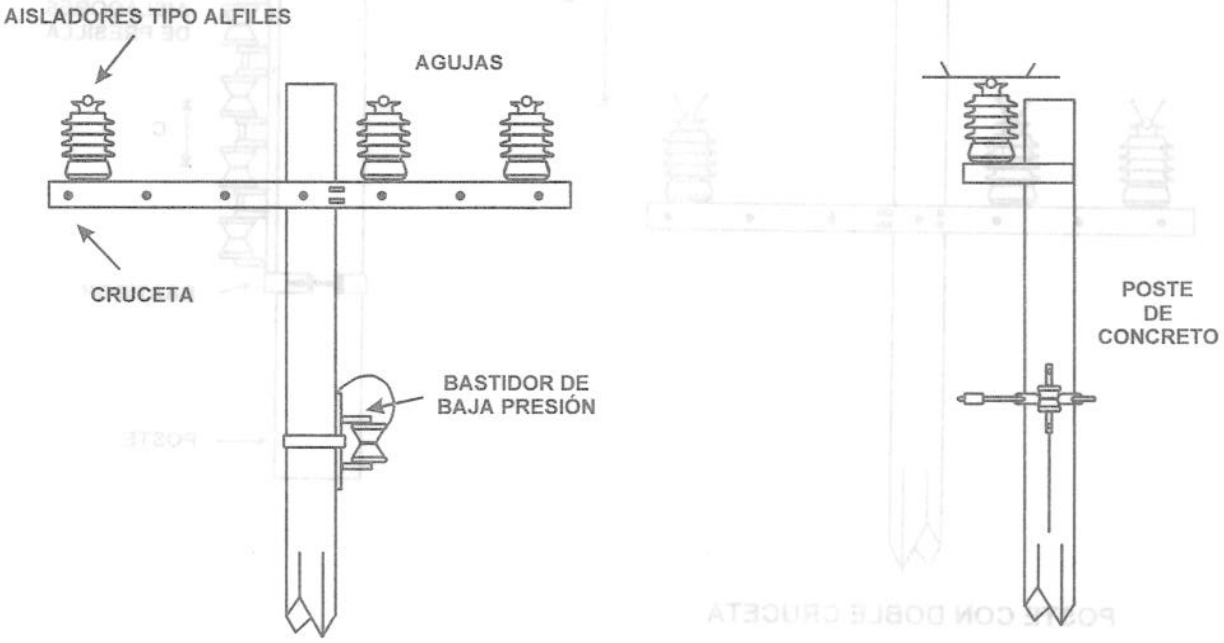
1.4.1.4 Actividades de campo

1. Actualización en campo del plano de trabajo, registrando en él todas las nuevas obras de infraestructura y asentamientos humanos e industriales, asimismo, las instalaciones eléctricas más importantes, realizando un levantamiento de todas las subestaciones eléctricas de la zona.
2. Reconocimiento terrestre en forma detallada de todas las opciones de ruta consideradas y de las que surjan como factibles durante esta fase del estudio.
3. Reconocimiento aéreo de las opciones de ruta ya afinadas después del recorrido terrestre, principalmente cuando por las características físicas del terreno no es posible el acceso terrestre.
4. Recopilación de opiniones y sugerencias relativas a las opciones de ruta de las diversas áreas de operación y

construcción, así como de los organismo Federales, Estatales y Municipales.

1.5 ESTRUCTURAS PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN

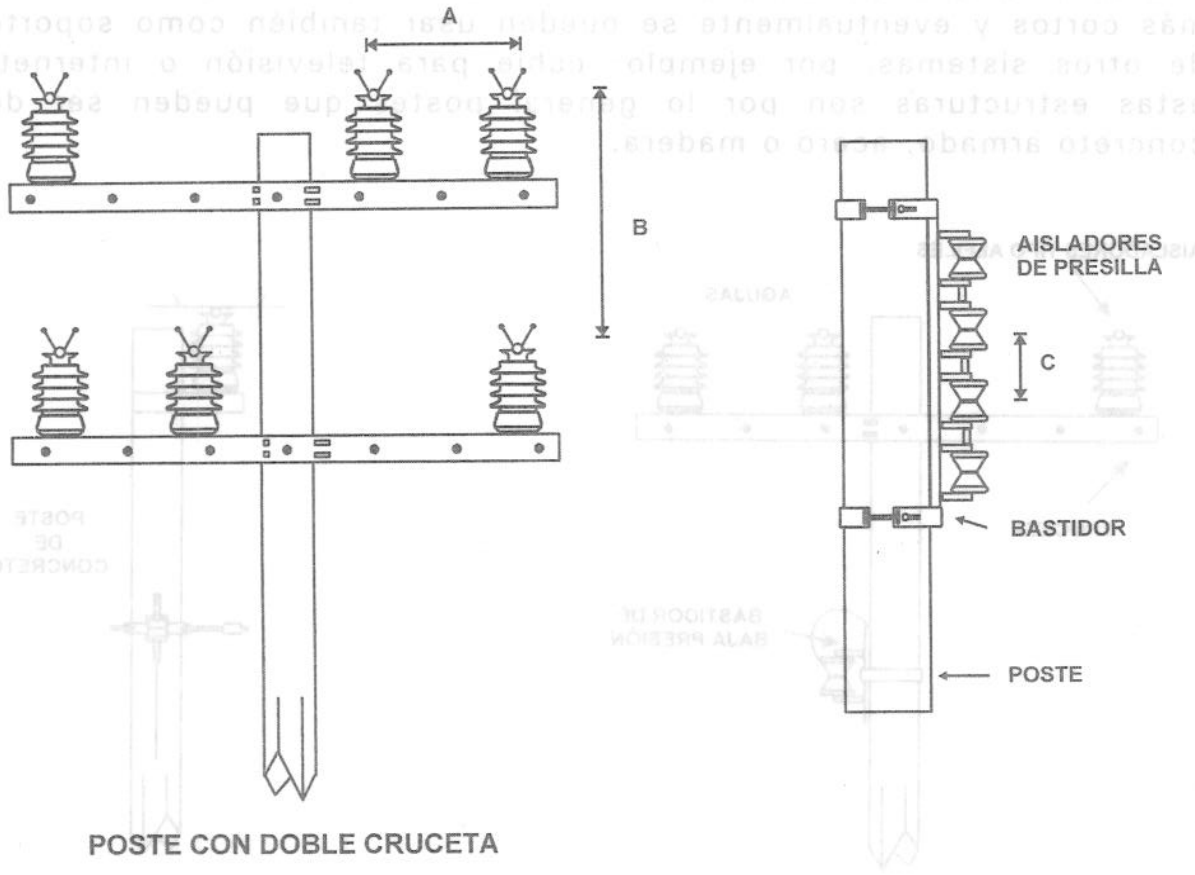
Las redes de distribución de energía eléctrica aéreas usan también estructuras para soportar los conductores, sólo que por el nivel de tensión inferior al de la transmisión, son de menor altura, usan claros más cortos y eventualmente se pueden usar también como soporte de otros sistemas, por ejemplo: cable para televisión o internet; estas estructuras son por lo general postes que pueden ser de concreto armado, acero o madera.



ENSAMBLE DE POSTE DE CONCRETO

Los postes usados en las redes de distribución tienen también otras aplicaciones, como por ejemplo, se pueden montar con doble cruceta para circuitos dobles, o bien con bastidor y aisladores de presilla para distribución secundaria.

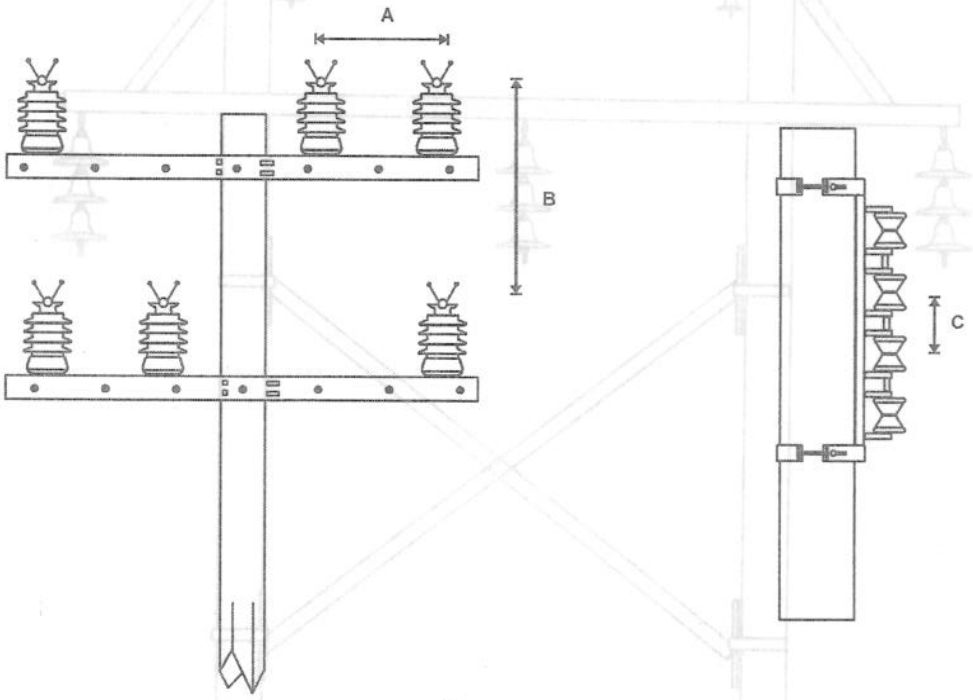
Como se muestra en la figura, también se pueden usar con ménsula para soportar transformadores de distribución tipo poste.



POSTE CON DOBLE CRUCETA

SEPARACIÓN ENTRE APOYOS DE CONDUCTORES

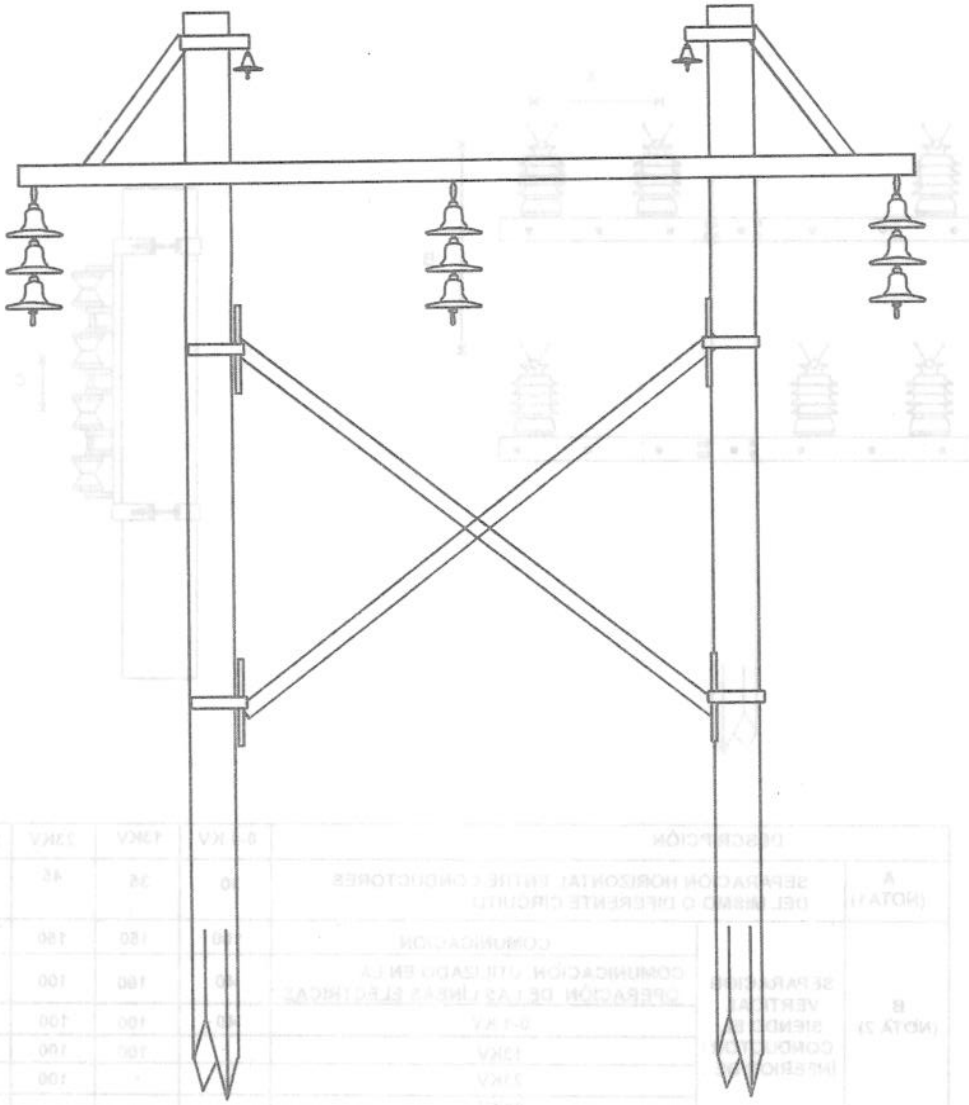
SEPARACIÓN MÍNIMA ENTRE CONDUCTORES DESNUDOS EN SUS SOPORTES FIJOS (cm)



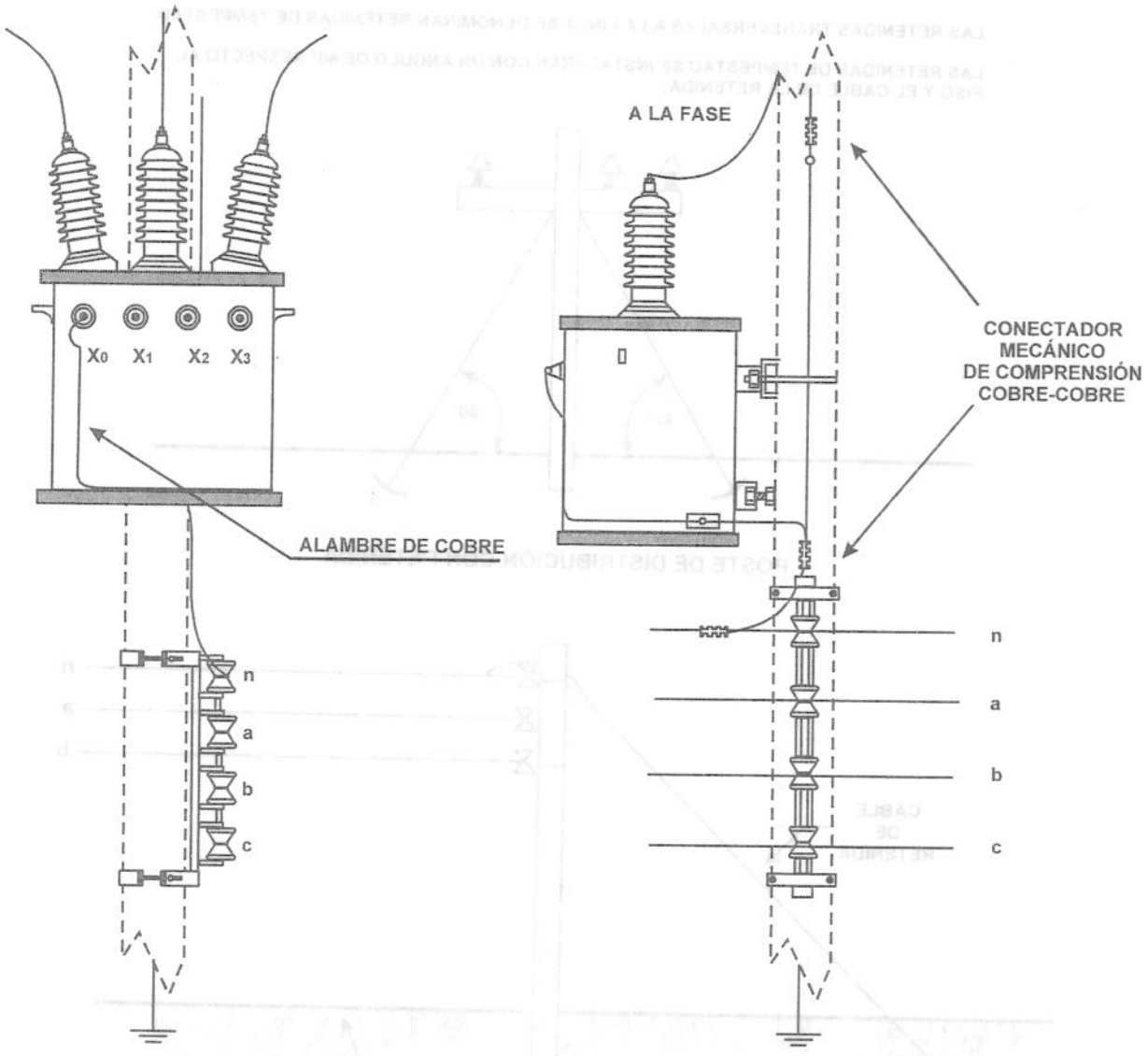
DESCRIPCIÓN			0-1 KV	13KV	23KV	33KV
A (NOTA1)	SEPARACIÓN HORIZONTAL ENTRE CONDUCTORES DEL MISMO O DIFERENTE CIRCUITO		30	35	45	55
B (NOTA 2)	SEPARACIÓN VERTICAL SIENDO EL CONDUCTOR INFERIOR DE:	COMUNICACIÓN	100	150	150	150
		COMUNICACIÓN, UTILIZADO EN LA OPERACIÓN DE LAS LÍNEAS ELÉCTRICAS	40	100	100	100
		0-1 KV	40	100	100	100
		13KV	-	100	100	100
		23KV	-	-	100	100
		33KV	-	-	-	100

*PARA LAS LÍNEAS CON HILO DE GUARDA, ESTE DEBERÁ IR COMO MÍNIMO A 1m DE LAS FASES.

	LONGITUD DEL CLARO (EN METROS)	SEPARACIÓN ENTRE CONDUCTORES DE 0-1 KV EN BASTIDORES VERTICALES
C (NOTA 3)	HASTA 60	20
	ENTRE 60 Y 75	30
	ENTRE 75-90	40



ESTRUCTURA EN H PARA RED DE DISTRIBUCIÓN

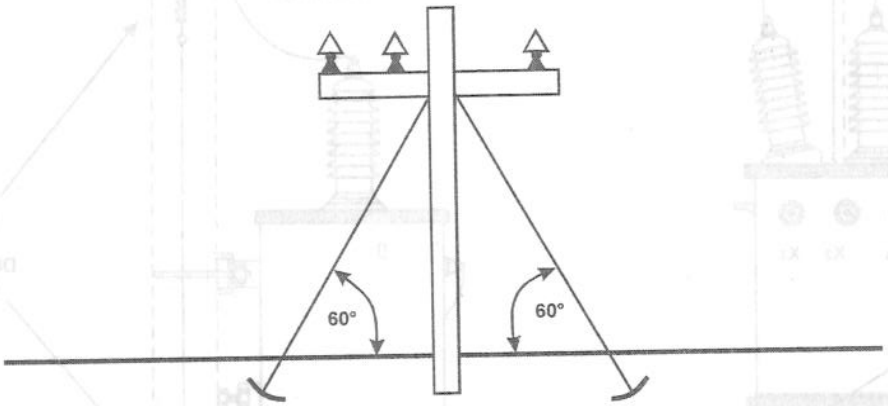


APLICACIÓN DE POSTE PARA SOPORTE DE TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN Y USO DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA CON BASTIDOR Y AISLADORES PRESILLA

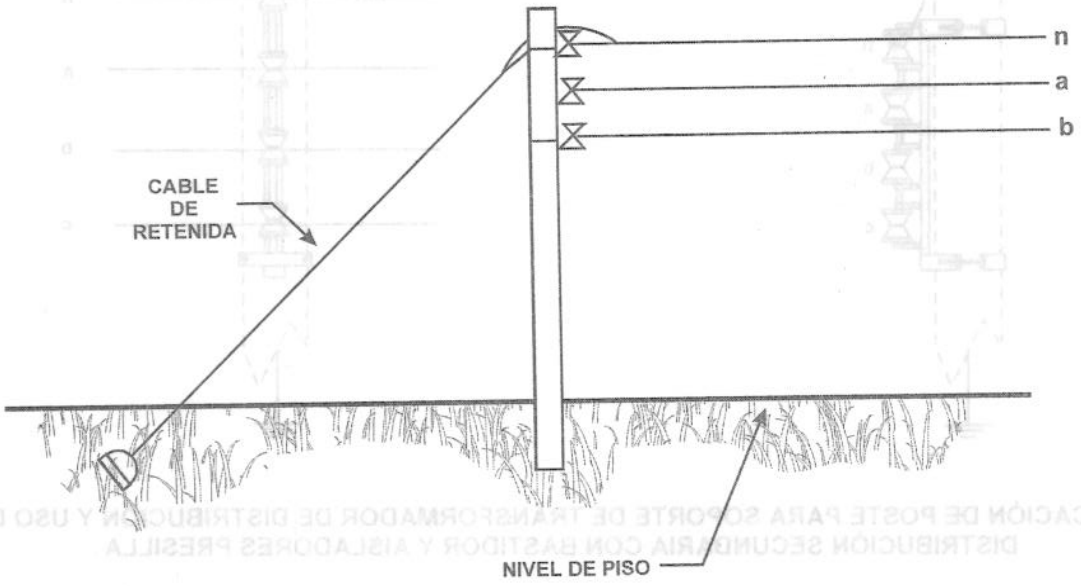
Cuando se trata de postes de remate o se requiera una mayor fijación del poste, se usan las llamadas retenidas.

LAS RETENIDAS TRANSVERSALES A LA LÍNEA SE DENOMINAN RETENIDAS DE TEMPESTAD.

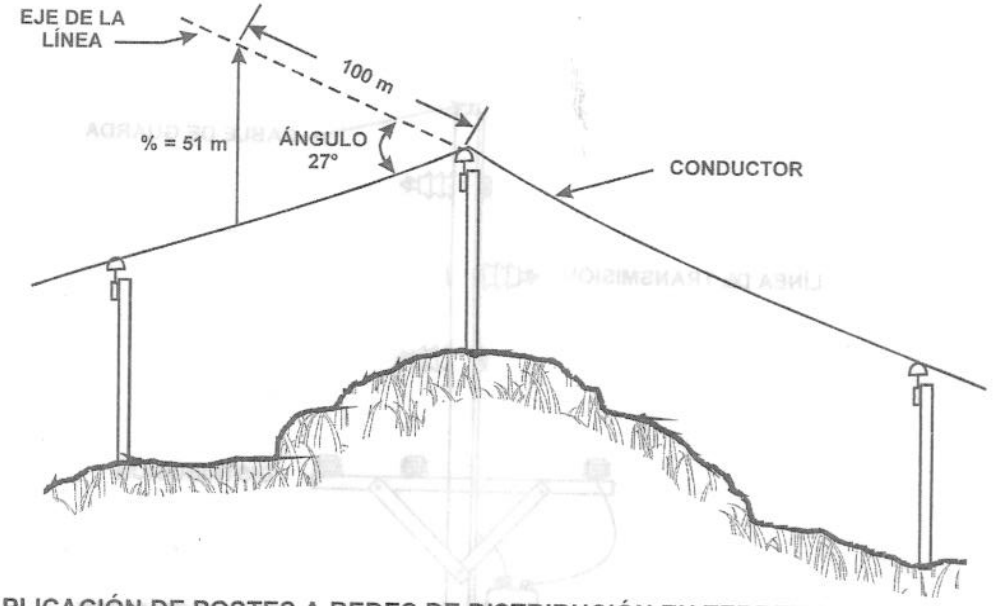
LAS RETENIDAS DE TEMPESTAD SE INSTALARÁN CON UN ÁNGULO DE 60° RESPECTO AL PISO Y EL CABLE DE LA RETENIDA.



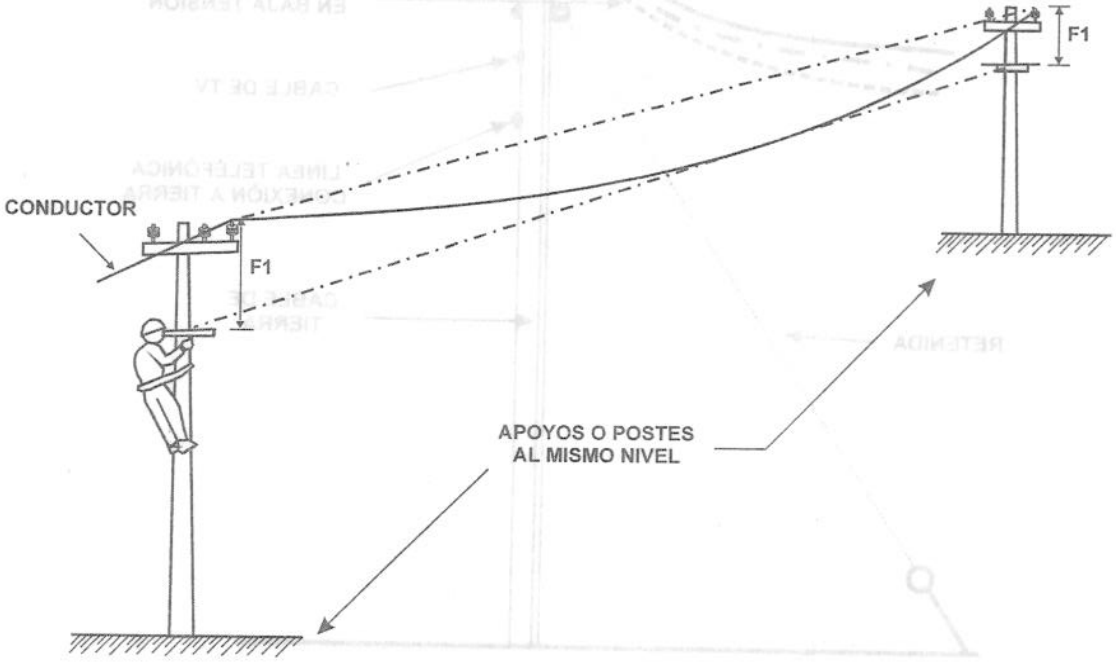
POSTE DE DISTRIBUCIÓN CON RETENIDA



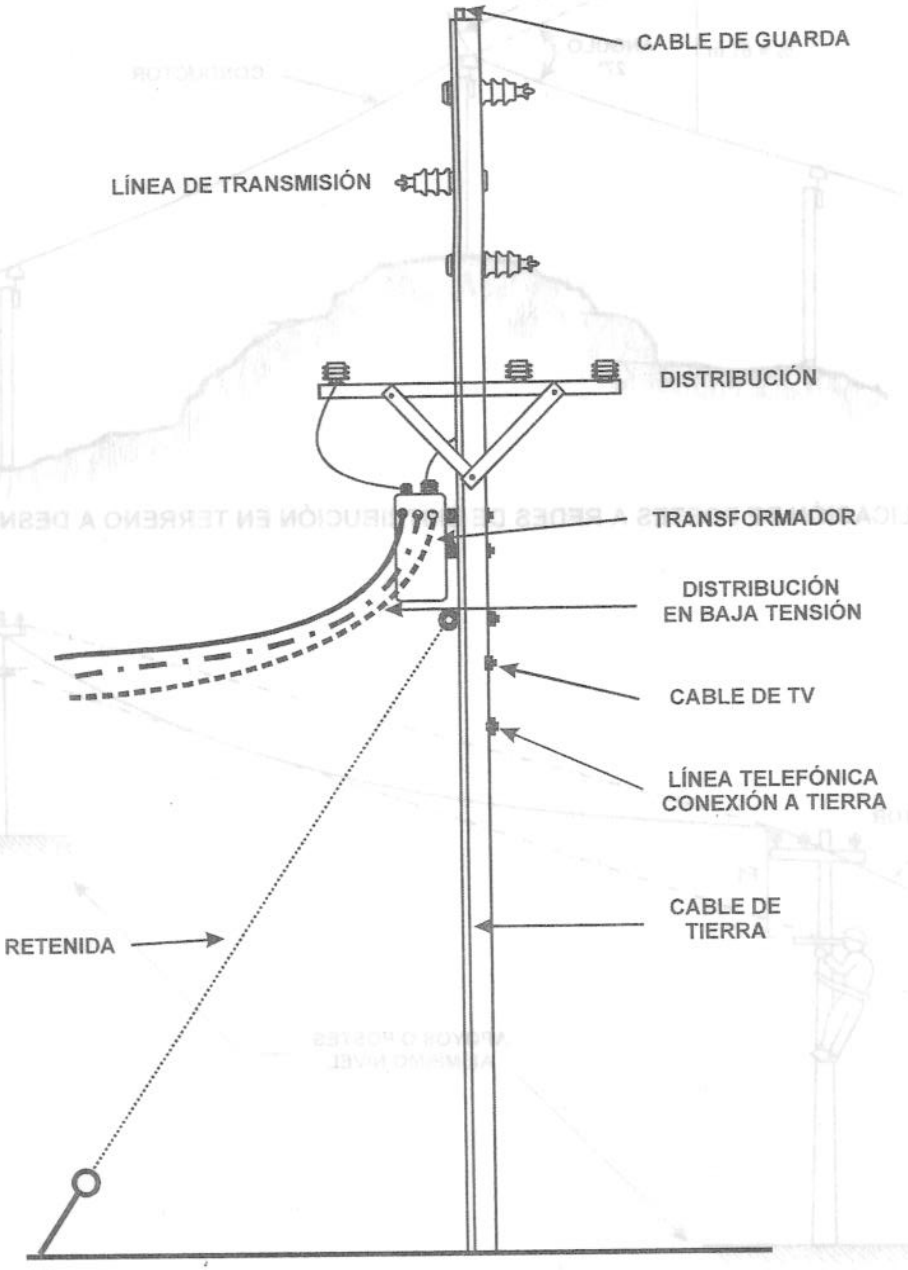
MONTAJE DE POSTE CON CABLE DE RETENIDA



APLICACIÓN DE POSTES A REDES DE DISTRIBUCIÓN EN TERRENO A DESNIVEL



MONTAJE DE POSTES PARA DISTRIBUCIÓN



TORRE O POSTE COMPACTO DE USOS MÚLTIPLES

1.6 TIPOS DE CONDUCTORES

En México, se usan normalmente para transmisión conductores de ACSR, que están compuestos de un alma de acero, que tiene funciones mecánicas principalmente, y externamente una o más capas de hilos de aluminio, devanadas en forma de espiral. Los calibres de conductores se seleccionan por capacidad de conducción de corriente, limitados por las pérdidas y caída de voltaje.

CARACTERÍSTICAS DE CONDUCTORES DESNUDOS

Calibre (AWG o KCM)	Material	Hilos	Área (mm^2)	Diámetro (mm)	Peso (kg/1000 m)	Kg/100 m 3 Conduc. + 5%	Carga de ruptura (kg)	Capacidad (amperes)	Equivalente en conductividad
8	Cu	1	8.33	3.26	74.5	234	292	90	-
6	Cu	1	13.30	4.11	118.2	372	458	120	-
4	Cu	1	21.15	5.19	188.1	592	719	170	-
4	Cu	7	21.15	5.88	191.0	602	683	170	-
2	Cu	7	33.62	7.42	305.0	960	1072	230	-
1/0	Cu	7	53.48	9.36	485.1	1527	1682	310	-
3/0	Cu	7	85.03	11.80	771.0	2428	2710	420	-
4	AAC	1	21.15	5.19	57.2	180	212	120	Cu # 6
1/0	AAC	7	53.47	9.36	147.0	463	939	245	Cu # 2
3/0	AAC	7	85.03	11.80	234.0	737	1429	300	Cu # 1/0
266.8	AAC	19	135.20	15.06	369.1	1163	2195	430	Cu # 3/0
336.4	AAC	19	170.50	16.91	467.2	1472	2948	500	Cu # 4/0
2	ACSR	6/1	33.63	8.01	137.1	426	1267	180	Cu # 4
1/0	ACSR	6/1	53.47	10.11	217.8	680	1943	230	Cu # 2
3/0	ACSR	6/1	85.03	12.75	343.8	1080	3030	300	Cu # 1/0
266.8	ACSR	26/7	135.20	16.28	546.4	1710	5107	460	Cu # 3/0
336.4	ACSR	26/7	170.68	18.31	689.0	2173	6378	530	Cu # 4/0
3 No. 9	ACS	3	19.90	6.27	163.5	515	2326	140	Cu # 6
3 No. 7	ACS	3	31.65	7.90	260.0	819	3593	160	Cu # 4
7 No. 9	ACS	7	46.44	8.71	382.3	1204	5117	200	Cu # 2

- Los conductores de cobre son semiduros (se indica la carga de ruptura mínima).
- Los conductores de aluminio son duros, excepto el de 5.19 mm de diámetro (No. 4 AWG) que es suave.
- La capacidad está basada en temperatura máxima del conductor de 75 °C, excepto en ACS, que es de 125 °C.
- Temperatura ambiente de 25 °C y velocidad del viento de 2,2 km/h.
- En el diámetro de los conductores ACSR se incluye el del aluminio y el del acero.
- El conductor de acero recubierto de cobre soldado es de extra-alta resistencia y con 30% de conductividad.

Los calibres de conductores, normalmente usados en las líneas de transmisión en México, son los siguientes:

En 400 kV	2 x 1113 kCM ó 3 x 1113 kCM
En 230 kV	1 x 900 kCM; 1 x 795 kCM; 1 x 1113 kCM. ó 2 x 1113 kCM
En 115 kV	1 x 477 kCM; 1 x 795 kCM.

Es decir, que los principales elementos que se toman en consideración para la selección de un determinado tipo de conductor, son los siguientes:

- Capacidad de conducción de corriente del conductor, a la temperatura de operación considerada. (incluyendo el efecto de la temperatura del medio ambiente).

- Máxima caída de tensión permisible. (fijada por la regulación, que depende de las condiciones de calidad del servicio, fijadas en la operación).

- Límite económico de pérdidas. (principalmente las pérdidas por efecto Joule).

- Límite de pérdidas por efecto Joule.

- Nivel máximo permisible de ruido. (en cuanto a interferencia electromagnética se refiere, principalmente).

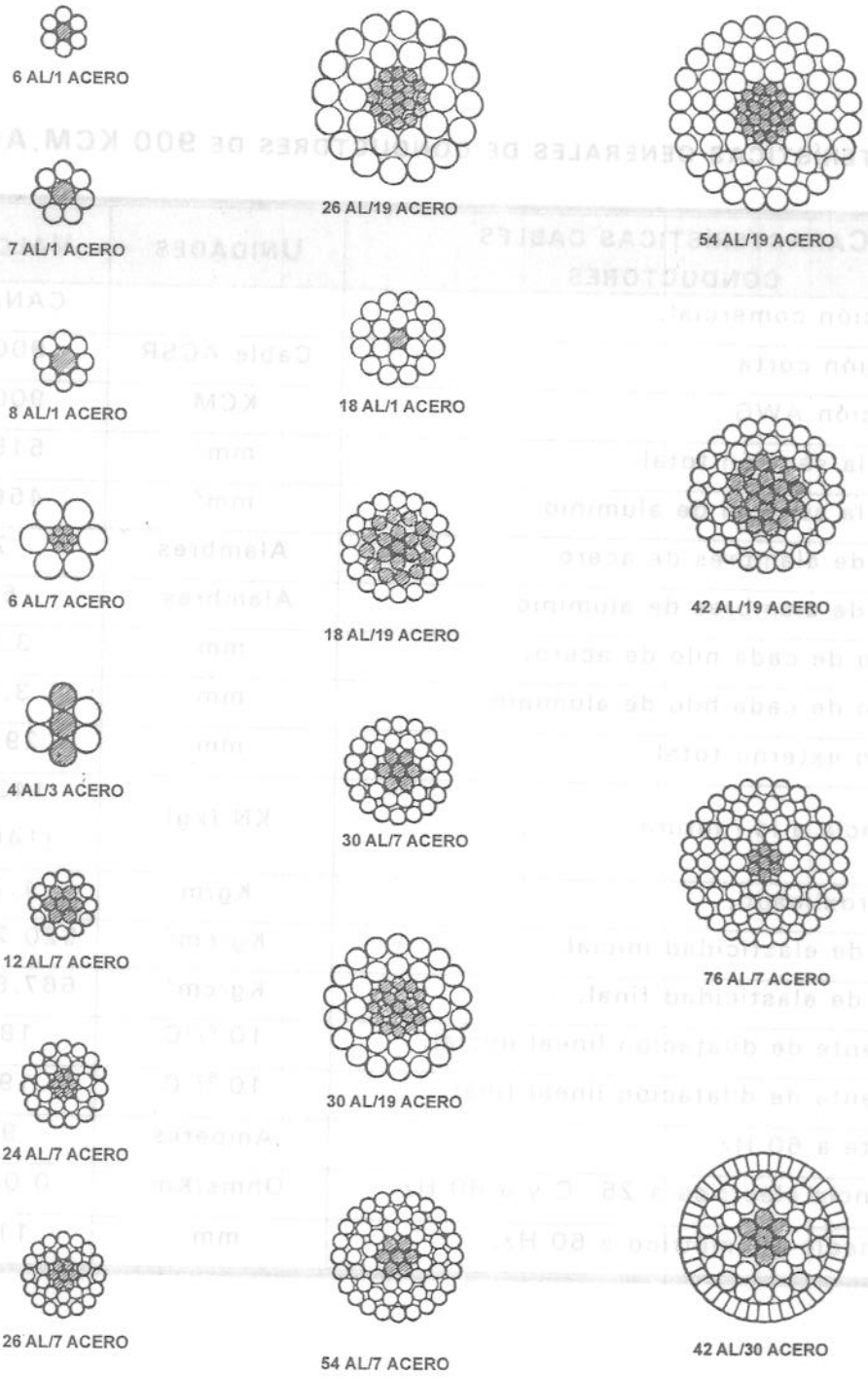
- Características mecánicas, como:

  - Resistencia a la ruptura.
  - Módulos de elasticidad inicial y final.
  - Coeficientes de dilatación lineal, inicial y final.
  - Peso aproximado.

Las principales características para los conductores más usados en México, se dan a continuación:

CARACTERÍSTICAS GENERALES DE CONDUCTORES, DE 1113 MCM,ACSR.

CARACTERÍSTICAS CABLES UNIDADES	UNIDADES	VALORES
Designación comercial.		BLUE JAY
Descripción corta.	Cable ACSR	1113.0
Designación AWG.	MCM	1113.0
Área de la sección total.	mm^2	603.0
Área de la sección de aluminio.	mm^2	562.7
Número de alambres de acero.	Alambres	7
Número de alambres de aluminio.	Alambres	45
Diámetro de cada hilo de acero.	mm	4.0
Diámetro de cada hilo de aluminio.	mm	2.6
Diámetro externo total.	mm	31.98
Resistencia a la ruptura.	Kn (kg)	137.72 (14039)
Peso aproximado.	Kg/m	1.875
Módulo de elasticidad inicial.	Kg/cm^2	548.34 + 3
Coeficiente de dilatación lineal inicial.	10^{-6}/ °C	20.53
Coeficiente de dilatación lineal final.	10^{-6}/ °C	20.80
Corriente a 60 Hz.	Amperes.	1110
Resistencia eléctrica a 25° y a 60 Hz.	Ohms/km.	0.0524
Radio medio geométrico a 60 Hz.	mm.	12.65



ARREGLOS DE CONDUCTORES PARA DISTINTAS COMBINACIONES DE ACSR

CARACTERÍSTICAS GENERALES DE CONDUCTORES DE 900 KCM,ACSR

CARACTERÍSTICAS CABLES CONDUCTORES	UNIDADES	VALORES
Designación comercial.		CANARY
Descripción corta.	Cable ACSR	900.0
Designación AWG.	KCM	900.0
Área de la sección total.	mm^2	515.2
Área de la sección de aluminio.	mm^2	456.1
Número de alambres de acero.	Alambres	7
Número de alambres de aluminio.	Alambres.	54
Diámetro de cada hilo de acero.	mm	3.28
Diámetro de cada hilo de aluminio.	mm	3.28
Diámetro externo total.	mm	29.51
Resistencia a la ruptura.	KN (kg)	143.72 (14650)
Peso aproximado.	Kg/m	1.723
Módulo de elasticidad inicial.	Kg/cm^2	520.22E+3
Módulo de elasticidad final.	Kg/cm^2	667.85E+3
Coeficiente de dilatación lineal inicial.	$10^{-6}/°C$	18.28
Coeficiente de dilatación lineal final.	$10^{-6}/°C$	19.26
Corriente a 60 Hz.	Amperes	970
Resistencia eléctrica a 25 °C y a 60 Hz.	Ohms/Km.	0.06339
Radio medio geométrico a 60 Hz.	mm.	11.94

CARACTERÍSTICAS GENERALES DE CONDUCTORES DE 795 KCM, ACSR

CARACTERÍSTICAS CABLES CONDUCTORES	UNIDADES	VALORES
Designación comercial.		DRAKE.
Descripción corta.	Cable ACSR	795.0
Designación AWG.	MCM	795.0
Área de la sección total.	mm^2	468.5
Área de la sección de aluminio.	mm^2	402.6
Número de alambres de acero.	Alambres.	7
Número de alambres de aluminio.	Alambres.	26
Diámetro de cada hilo de acero.	mm	4.44
Diámetro de cada hilo de aluminio.	mm	3.45
Diámetro externo total.	mm	28.14
Resistencia a la ruptura.	Kn (Kg)	139.06 (14165)
Peso aproximado.	Kg/m	1.624
Módulo de elasticidad inicial.	Kg/cm^2	534.98 E+3
Módulo de elasticidad final.	Kg/cm^2	715.65 E+3
Coeficiente de dilatación lineal inicial.	$10^{-6}/°C$	17.40
Coeficiente de dilatación lineal final.	$10^{-6}/°C$	18.82
Corriente a 60 Hz.	Amperes.	900
Resistencia eléctrica a 25 °C, y a 60 Hz.	Ohms/km	0.0705
Radio medio geométrico, a 60 Hz	mm.	11.37

CARACTERÍSTICAS GENERALES DE CONDUCTORES DE 477 KCM, ACSR

CARACTERÍSTICAS CABLES CONDUCTORES	UNIDADES	VALORES
Designación comercial		HAWK
Descripción corta.	Cables ACSR	477.0
Descripción AWG.	MCM.	477.0
Área de la sección total.	mm^2	281.1
Área de la sección de aluminio.	mm^2	241.6
Número de alambres de acero.	Alambres.	7
Número de alambres de aluminio.	Alambres.	26
Diámetro de cada hilo de acero.	mm	3.44
Diámetro de cada hilo de aluminio.	mm	2.68
Diámetro externo total.	mm	21.8
Resistencia a la ruptura.	Kn (Kg.)	86.52 (8820)
Peso aproximado.	Kg/m	0.975
Módulo de elasticidad inicial.	Kg/cm^2	585.6 E+3
Módulo de elasticidad final.	Kg/cm^2	764.86 E+3
Coeficiente de dilatación lineal inicial.	$10^{-6}/°C$	17.53
Coeficiente de dilatación final.	$10^{-6}/°C$	18
Corriente a 60 Hz.	Amperes	670
Resistencia eléctrica a 25 °C y a 60 Hz.	Ohms/km.	0.163
Radio medio geométrico, a 60 Hz.	mm.	8.805

CABLE DE ALUMINIO DESNUDO CON ALMA DE ACERO (ACSR)

DESIGNACIÓN	CALIBRE AWG/KCM	AREA NOMINAL DE LA SECCIÓN TRANSVERSAL		CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN DE CORRIENTE (1)	CALIBRE EQUIVALENTE EN COBBRE	PESO APROXIMADO	HILOS DE ALUMINIO		KILOS DE ACERO		CARGA NOMINAL DE RUPTURA POR TENSIÓN	RESISTENCIA ELÉCTRICA CD A 20°	DIAMETRO TOTAL NOMINAL	
							NUM	DIAMETRO NOMINAL	NUM	DIAMETRO NOMINAL				
		MM2	KCM	AMPERES	AWG/KCM	kg/km		mm		mm	kg	ohm/km	mm	pulg
WREN	8	8.37	16.51	-	10	33.77	6	1.33	1	1.33	342	3.42	3.99	0.157
WARBLER	7	10.55	20.82	-	9	42.95	6	1.5	1	1.5	433	2.72	4.5	0.177
TURKEY	6	13.3	26.24	100	8	53.81	6	1.68	1	1.68	540	2.15	5.04	0.198
THRUSH	5	16.77	33.09	120	7	68.19	6	1.89	1	1.89	677	1.71	5.67	0.223
SWAN	4	21.15	41.74	140	6	85.66	6	2.12	1	2.12	846	1.35	6.36	0.25
SWALLOW	3	26.67	52.62	160	5	108.1	6	2.38	1	2.38	1044	1.08	7.14	0.281
SPARROW	2	33.62	66.36	180	4	136.3	6	2.67	1	2.67	1292	0.853	8.02	0.316
ROBIN	1	42.41	83.69	200	3	171.8	6	3	1	3	1618	0.674	9	0.354
RAVEN	1/0	53.49	105.6	230	2	216.9	6	3.37	1	3.37	1986	0.535	10.11	0.398
QUAIL	2/0	67.43	133.1	270	1	273	6	3.78	1	3.78	2398	0.424	11.35	0.447
PIGEON	3/0	85.01	167.8	300	1/0	344.3	6	4.25	1	4.25	2996	0.336	12.74	0.502
PENGUIN	4/0	107.2	211.6	340	2/0	434.3	6	4.77	1	4.77	3776	0.267	14.31	0.563
OWL	266.8	135.2		460	3/0	511.1	6	5.36	7	1.79	4330	0.208	16.07	0.633
PARTRIDGE	266.8	135.2		460	3/0	546.6	26	2.57	7	2	5121	0.214	16.3	0.642
WAXWING	266.8	135.2		448	3/0	430.4	18	3.09	1	3.09	3123	0.213	15.46	0.609
OSTRICH	300	152		490	188.7	614.2	26	2.73	7	2.12	5755	0.19	17.27	0.68
PIPER	300	152		500	188.7	699.3	30	2.54	7	2.54	6999	0.187	17.78	0.7

(1) Calculada para un conductor desnudo, expuesto al sol, operando a una temperatura de 75°C, Temperatura ambiente: 25°C, velocidad del viento: 0.61 m/s y emisividad térmica de la superficie del conductor: 0.6

CABLE DE ALUMINIO DESNUDO CON ALMA DE ACERO (ACSR)

DESIGNACIÓN	CALIBRE AWG/KCM	AREA NOMINAL DE LA SECCIÓN TRANSVERSAL	CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN DE CORRIENTE (1)	CALIBRE EQUIVALENTE EN COBRE	PESO APROXIMADO	HILOS DE ALUMINIO		KILOS DE ACERO		CARGA NOMINAL DE RUPTURA POR TENSIÓN	RESISTENCIA ELÉCTRICA CD A 20°	DIÁMETRO TOTAL NOMINAL	
						NUM	DIÁMETRO NOMINAL	NUM	DIÁMETRO NOMINAL				
		MM2	AMPERES	AWG/KCM	kg/km		mm		mm	kg	ohm/km	mm	pulg
MERLIN	336.4	170.5	518	4/0	543.1	18	3.47	1	3.47	3939	0.169	17.36	0.984
LINNET	336.4	170.5	530	4/0	688.4	26	2.89	7	2.25	6423	0.17	18.29	0.72
ORIOLE	336.4	170.5	530	4/0	784.3	30	2.69	7	2.69	7887	0.17	18.83	0.741
IBIS	397.5	201.4	590	250	813	26	3.14	7	2.44	6648	0.143	19.88	0.783
LARK	397.5	201.4	600	250	926.5	30	2.92	7	2.92	9245	0.144	20.46	0.806
PELICAN	477	241.7	644	300	770.2	18	4.14	1	4.14	5318	0.119	20.68	0.814
FLICKER	477	241.7	654	300	913.9	24	3.58	7	2.39	7801	0.119	21.49	0.846
HAWK	477	241.7	670	300	976.4	26	3.44	7	2.67	8825	0.119	21.78	0.858
HEN	477	241.7	670	300	1112	30	3.2	7	3.2	10743	0.12	22.42	0.883
HERON	500	253.4	690	314.5	1116	30	3.28	7	3.28	11090	0.112	22.95	0.904
OSPREY	556.5	282	708	350	898.1	18	4.47	1	4.47	6265	0.102	22.33	0.879
PARAKEET	556.5	282	718	350	1066	24	3.87	7	2.58	9025	0.102	23.21	0.914
DOVE	556.5	282.2	730	350	1140	26	3.72	7	2.89	10322	0.102	23.54	0.927
EAGLE	556.5	282.2	730	350	1297	30	3.46	7	3.46	12550	0.103	24.22	0.953
PEACOCK	605	306.6	757	380.5	1159	24	4.03	7	2.69	9812	0.0941	24.2	0.953
DUCK	605	306.6	750	380.5	1158	54	2.69	7	2.69	10206	0.0925	24.19	0.952

(1) Calculada para un conductor desnudo, expuesto al sol, operando a una temperatura de 75°C, Temperatura ambiente: 25°C, velocidad del viento: 0.61 m/s y emisividad térmica de la superficie del conductor: 0.6

CABLE DE ALUMINIO DESNUDO CON ALMA DE ACERO (ACSR)

DESIGNACIÓN	CALIBRE AWG/KCM	AREA NOMINAL DE LA SECCIÓN TRANSVERSAL	CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN DE CORRIENTE (1)	CALIBRE EQUIVALENTE EN COBRE	PESO APROXIMADO	HILOS DE ALUMINIO		KILOS DE ACERO		CARGA NOMINAL DE RUPTURA POR TENSIÓN	RESISTENCIA ELÉCTRICA CD A 20°	DIÁMETRO TOTAL NOMINAL	
						NUM	DIÁMETRO NOMINAL	NUM	DIAMETRO NOMINAL				
		MM2	AMPERES	AWG/KCM	kg/km		mm		mm	kg	ohm/km	mm	pulg
ROOK	636	322.3	782	400	1218	24	4.14	7	2.76	10322	0,098 5	24.81	0.977
GROSBEAK	636	322.3	780	400	1574	26	3.97	7	3.97	11444	0.089	27.81	11.095
EGRET	636	322.3	780	400	2505	30	3.7	19	3.7	14341	0.0891	33.28	1.31
GOOSE	636	322.3	770	400	1218	54	2.76	7	2.76	10727	0.0883	24.8	0.977
GULL	666.6	337.8	800	419	1334	54	3.2	7	1.78	11136	0.0854	24.54	0.966
FLAMINGO	666.6	337.8	805	419	1277	24	4.23	7	2.82	10797	0.0854	25.4	1
STARLING	715.5	362.5	840	450	1466	26	4.21	7	3.28	12886	0.0798	26.69	1.051
REDWING	715.5	362.5	840	450	2817	30	3.92	19	3.92	15696	0.0716	35.3	1.39
CROW	715.5	362.5	830	450	1370	54	2.92	7	2.92	11952	0.0716	26.31	1.036
DRAKE	795	402.8	900	500	1629	26	4.44	7	3.45	14283	0.0716	28.13	1.108
MALLARD	795	402.8	910	500	188	30	4.14	19	2.48	17463	0.0718	28.95	1.14
TERN	795	402.8	875	500	1329	45	3.38	7	2.25	9968	0.0716	27.01	1.063
CONDOR	795	402.8	900	500	1522	54	3.08	7	3.08	12906	0.0716	27.73	1.092
CRANE	874.5	443.1	950	550	1676	54	3.23	7	3.23	14243	0.0643	29.1	1.146
CANARY	900	456	970	566	1724	54	3.28	7	3.28	14416	0.0633	29.51	1.162
RAIL	954	483.4	953	600	1596	45	3.7	7	2.47	11884	0.0597	29.59	1.165
CARDINAL	954	483.4	1010	600	1827	54	3.38	7	3.38	15295	0.0597	30.38	1.196

(1) Calculada para un conductor desnudo, expuesto al sol, operando a una temperatura de 75°C, Temperatura ambiente: 25°C, velocidad del viento: 0.61 m/s y emisividad térmica de la superficie del conductor: 0.6

CABLE DE ALUMINIO DESNUDO CON ALMA DE ACERO (ACSR)

DESIGNACIÓN	CALIBRE AWG/KCM	AREA NOMINAL DE LA SECCIÓN TRANSVERSAL	CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN DE CORRIENTE (1)	CALIBRE EQUIVALENTE EN COBRE	PESO APROXIMADO	HILOS DE ALUMINIO		KILOS DE ACERO		CARGA NOMINAL DE RUPTURA POR TENSIÓN	RESISTENCIA ELÉCTRICA CD A 20°	DIÁMETRO TOTAL NOMINAL	
						NUM	DIÁMETRO NOMINAL	NUM	DIÁMETRO NOMINAL				
		MM2	AMPERES	AWG/KCM	kg/km		mm		mm	kg	ohm/km	mm	pulg
ORTOLAN	1033.5	523.7	1006	650	1728	45	3.85	7	2.57	12632	0,055 1	30.78	1.212
CURLEW	1033.5	523.7	1060	650	1978	54	3.51	7	3.51	16142	0,055 1	31.62	1.245
BLUEJAY	1113	564	1051	700	1863	45	4	7	2.66	13580	0,051 1	31.97	1.259
FINCH	1113	564	1110	700	2121	54	3.65	19	2.19	17834	0,051 4	32.83	1.293
BUNTING	1192.5	604.2	1099	750	1995	45	4.14	7	2.76	14575	0,047 7	33.08	1.302
GRACKLE	1192.5	604.2	1160	750	2271	54	3.77	19	2.27	18919	0,048 0	33.98	1.338
BITTERN	1272	644.5	1145	800	2127	45	4.27	7	2.85	15543	0,044 8	34.16	1.345
PHEASANT	1272	644.5	1200	800	2423	54	3.9	19	2.34	19849	0,045 0	35.09	1.382
DIPPER	1351.5	584.8	1188	850	2260	45	4.4	7	2.93	16484	0,042 1	35.21	1.386
MARTIN	1351.5	684.8	1250	850	2573	54	4.02	19	2.41	21071	0,042 3	36.16	1.424
BOBOLINK	1431	72.1	1227	900	2393	45	4.53	7	3.02	17282	0,039 8	36.23	1.427
PLOVER	1431	725.1	1300	900	2726	54	4.14	19	2.48	22312	0,040 0	37.22	1.465
NUTHATCH	1510.5	765.4	1268	850	2526	45	4.65	7	3.1	18231	0,037 7	37.22	1.505
PARROT	1590	765.4	1340	850	2874	54	4.25	19	2.55	23571	0,037 9	38.22	1.504
LAPWING	1590	805.7	1310	1000	2660	45	4.78	7	3.18	19188	0,035 8	38.2	1.545
FALCON	1590	805.7	1380	1000	3029	54	4.36	19	2.62	24848	0,036 0	39.23	30.38

(1) Calculada para un conductor desnudo, expuesto al sol, operando a una temperatura de 75°C, Temperatura ambiente: 25°C, velocidad del viento: 0.61 m/s y emisividad térmica de la superficie del conductor: 0.6

ALAMBRE DE ALUMINIO DESNUDO (AAC) TEMPLE DURO

CALIBRE AWG	ÁREA NOMINAL DE LA SECCIÓN TRANSVERSAL		DIÁMETRO NOMINAL		PESO APROX.	CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN DE CORRIENTE (1)	CARGA MÍNIMA DE RUPTURA POR TENSIÓN	RESISTENCIA ELÉCTRICA CD A 20°C	CALIBRE EQUIVALENTE EN COBRE
	mm^2	kCM	mm	pulg	kg / km	AMPERES	kg	OHM / km	AWG
10	5.260	10.380	2.59	0.102	14.21	—	96	5.37	12
9	6.633	13.090	2.91	0.114	17.9	—	119	4.26	11
8	8.367	16.510	3.26	0.129	22.6	70	147	3.38	10
7	10.55	28.220	3.67	0.144	28.5	85	182	2.68	9
6	13.30	26.240	4.11	0.162	35.9	104	224	2.13	8
5	16.76	41.470	4.62	0.182	45.3	120	282	1.69	7
4	21.15	52.620	5.19	0.204	57.1	138	356	1.34	6
3	26.67	66.360	5.83	0.229	72.0	159	440	1.06	5
2	33.62	83.690	6.54	0.258	90.8	185	555	0.841	4

CARACTERÍSTICAS DE MATERIALES CONDUCTORES PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN

1. Las características de los conductores para líneas de distribución de energía eléctrica, se muestran en la siguiente tabla:

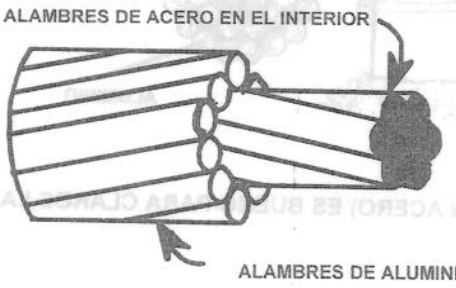
CARACTERÍSTICA	UNIDAD	MATERIAL	
		ALUMINIO	COBRE
Peso específico	kg/cm^3	2,7	8,94
Punto de fusión	°C	655	1083
Calor específico	cal/gr/°C	0,226	0,918
Coeficiente de expansión	X°C	23×10^{-6}	$16,7 \times 10^{-6}$
Conductividad térmica	$cal/cm^2/cm/°C/seg$	0,52	0,93
Conductividad eléctrica	$Ohm\text{-}mm^2/km$	29	17,2
Carga de ruptura	Kg/mm^2	16,7	31,6

2. El conductor de cobre tiene una mayor capacidad que el aluminio y hará soportar corrientes de cortocircuito. Por ejemplo, la curva de daño del alambre de 4,11 mm de diámetro (6 AWG) es equivalente a la del ACSR de 21,8 de diámetro (477 kCM) y la del AAC 21,74 mm (566.5 kCM).

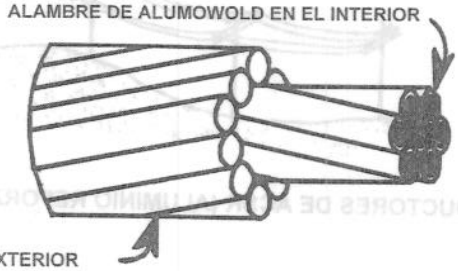
3. Para condiciones de operación normales, un calibre de cobre es equivalente al calibre inmediato superior de aluminio, ejemplo: cobre de 88 mm de diámetro (4 AWG) es equivalente en conductividad al de aluminio de 7,4 mm de diámetro (AWG).

4. Otros materiales utilizados en líneas y equipos de distribución de energía eléctrica son:

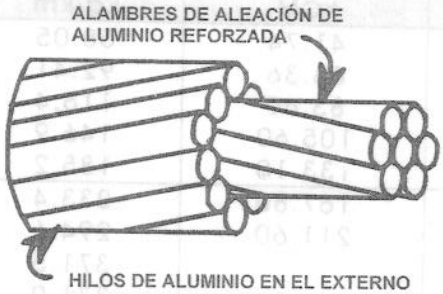
BRONCE: Aleación de cobre y estaño. Mejora la resistencia mecánica del cobre. Se utiliza en conectores o para fijación mecánica de las partes conductoras, como en el caso de las terminales de los transformadores o equipo.



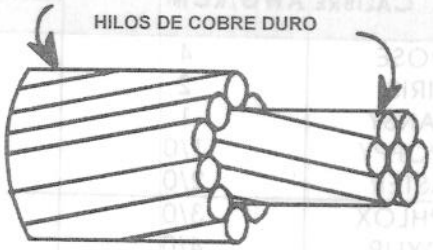
CONDUCTOR ACSR



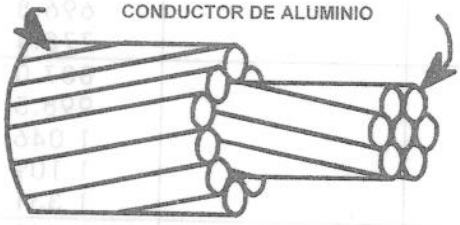
CONDUCTOR ACSR / AW



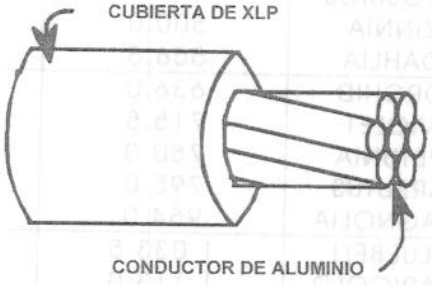
CONDUCTOR ACAR



CONDUCTOR DE COBRE

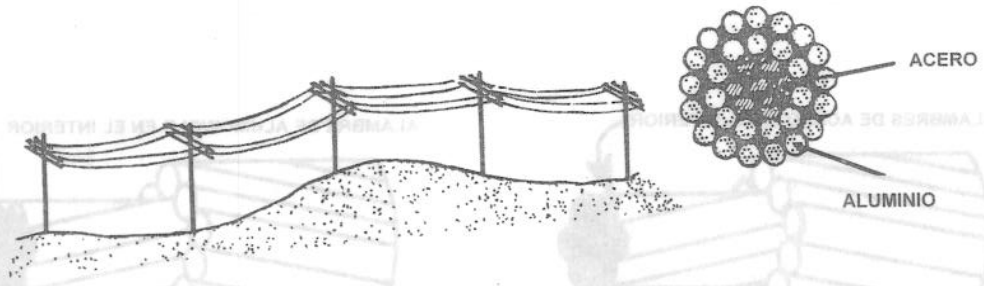


CONDUCTOR AAC



CABLE SEPARADOR DE 15 kV TRES HILOS

TIPOS DE CONDUCTORES AEREOS



LOS CONDUCTORES DE ACSR (ALUMINIO REFORZADO CON ACERO) ES BUENO PARA CLAROS LARGOS

CABLE DE ALUMINIO DESNUDO (AAC) TEMPLE DURO

DESIGNACIÓN CALIBRE AWG/kCM		ÁREA NOMINAL DE LA SECCIÓN TRANSVERSAL		PESO APROX.
		mm²	kCM	kg/km
ROSE	4	21.15	41.74	58.05
IRIS	2	33.62	66.36	92.41
PANSY	1	42.41	83.69	116.4
*POPPY	1/0	53.48	105.60	146.9
ASTER	2/0	67.43	133.10	185.2
*PHLOX	3/0	85.01	167.80	233.4
OXLIP	4/0	107.2	211.60	294.6
DAISY	266.8	135.2		371.5
*LAUREL	266.8	135.2		371.9
TULIP	336.4	170.5		469.2
CANNA	397.5	201.4		554.6
*COSMOS	477.0	241.7		664.6
ZINNIA	500.0	253.4		696.8
DAHLIA	556.5	282.0		775.4
ORCHID	636.0	322.3		887.0
VIOLET	715.5	362.6		998.5
PETUNIA	750.0	380.0		1 046
ARBUTUS	795.0	402.8		1 109
MAGNOLIA	954.0	483.4		1 331
BLUEBELL	1 033.5	523.7		1 441
MARIGOLD	1 113.0	564.0		1 553
HAWTHORN	1 192.5	604.3		1 663
NARCISSUS	1 272.0	644.5		1 774
COLUMBINE	1 351.5	684.8		1 884
CARNATION	1 431.0	725.1		1 997
GLADIOLUS	1 510.5	765.4		2 108
COREOPSIS	1 590.0	805.7		2 217

CABLE DE ALUMINIO DESNUDO (AAC) TEMPLE DURO

DESIGNACIÓN	NÚMERO DE HILOS	CARGA NOMINAL DE RUPTURA POR TENSIÓN	RESIST. ELÉCTRICA CD A 20 °C
		kg	ohm/km
ROSE	7	400	1.36
IRIS	7	612	0.855
PANSY	7	744	0.678
*POPPY	7	903	0.537
ASTER	7	1 139	0.426
*PHLOX	7	1 379	0.338
OXLIP	7	1 737	0.269
DAISY	7	2 191	0.213
*LAUREL	19	2 254	0.213
TULIP	19	2 790	0.169
CANNA	19	3 225	0.143
*COSMOS	19	3 792	0.119
ZINNIA	19	3 974	0.113
DAHLIA	19	4 423	0.102
ORCHID	37	5 171	0.089 2
VIOLET	37	5 806	0.079 2
PETUNIA	37	5 942	0.075 6
ARBUTUS	37	6 305	0.071 3
MAGNOLIA	37	7 439	0.059 4
BLUEBELL	37	8 029	0.054 9
MARIGOLD	61	8 936	0.050 9
HAWTHORN	61	9 571	0.047 6
NARCISSUS	61	9 979	0.044 6
COLUMBINE	61	10 614	0.042 0
CARNATION	61	11 022	0.039 6
GLADIOLUS	61	11 612	0.037 5
COREOPSIS	61	12 247	0.035 7

CABLE DE ALUMINIO DESNUDO (AAC) TEMPLE DURO

DESIGNACIÓN	DIÁMETRO TOTAL NOMINAL		CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN DE CORRIENTE (1)	CALIBRE EQUIVALENTE EN COBRE
	mm	mils	AMPERES	AWG/KCM
ROSE	5.88	232	138	6
IRIS	7.42	292	185	4
PANSY	8.33	328	214	3
* POPPY	9.36	368	247	2
ASTER	10.51	414	286	1
*PHLOX	11.80	464	330	1/0
OXLIP	13.25	522	382	2/0
DAISY	14.88	586	442	3/0
*LAUREL	15.05	593	442	3/0
TULIP	16.90	666	513	4/0
CANNA	18.38	724	570	250
*COSMOS	20.12	792	639	300
ZINNIA	20.60	811	670	314.5
DAHLIA	21.73	856	703	350
ORCHID	23.31	918	765	400
VIOLET	24.73	974	823	450
PETUNIA	25.32	997	863	472
ARBUTUS	26.07	1026	874	500
MAGNOLIA	28.55	1124	982	600
BLUEBELL	29.71	1170	1 031	650
MARIGOLD	30.88	1216	1 079	700
HAWTHORN	31.96	1258	1 125	750
NARCISSUS	33.01	1300	1 170	800
COLUMBINE	34.02	1339	1 212	850
CARNATION	35.02	1379	1 254	900
GLADIOLUS	35.98	1417	1 295	950
COREOPSIS	36.90	1453	1 334	1 000

(1) Calculada para un conductor desnudo, expuesto al sol, operando a una temperatura de 75 °C. Temperatura ambiente: 25 °C, velocidad del viento: 0.61 m/s y emisividad térmica de la superficie del conductor: 0.5.

CABLE DE COBRE DESNUDO

CALIBRE	ÁREA NOMINAL DE LA SECCIÓN TRANSVERSAL	CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN DE CORRIENTE (1)	PESO APROX.
AWG/kCM	mm^2	Amperes	kg / km
20	0.519 1		4.71
18	0.823 5		7.46
16	1.307		11.86
14	2.082		18.88
12	3.307		30.00
10	5.260		47.71
9	6.633		60.13
8	8.367	90	75.87
7	10.55	110	95.67
6	13.30	130	120.58
5	16.76	150	152.03
4	21.15	180	191.78
3	26.67	200	241.80
2	33.62	230	304.90
1	42.41	270	384.55
1/0	53.48	310	485.02
2/0	67.43	360	611.46
3/0	85.01	420	770.87
4/0	107.2	480	972.25
250	126.7	540	1 149
300	152.0	610	1 378
350	177.3	670	1 608
400	202.7	730	1 838
450	228.0	780	2 068
500	253.4	840	2 297
550	278.7	880	2 527
600	304.0	940	2 757
650	329.4	990	2 987
700	354.7	1 040	3 216
750	380.0	1 090	3 446
800	405.4	1 130	3 676
900	456.0	1 220	4 135
1000	506.7	1 300	4 595

(1) Calculada para un conductor desnudo, expuesto al sol, operando a una temperatura de 75 °C. Temperatura ambiente: 25 °C, velocidad del viento: 0.61 m/s y emisividad térmica relativa de la superficie del conductor: 0.6

CABLE DE COBRE DESNUDO

CALIBRE AWG/KCM	TEMPLE DURO (CLASE AA)				
	NÚMERO DE HILOS	CARGA MÍNIMA DE RUPTURA POR TENSIÓN	RESISTIVIDAD ELÉCTRICA CD A 20 °C	DIÁMETRO TOTAL NOMINAL	
		Kg	Ohm / km	mm	pulg
20					
18					
16					
14					
12					
10					
9					
8					
7					
6					
5					
4	3	852	0.856	6.46	0.254
3	3	1 070	0.679	7.25	0.285
2	3	1 321	0.539	8.14	0.320
1	3	1 642	0.427	9.14	0.360
1/0	7	2 156	0.342	9.36	0.368
2/0	7	2 688	0.271	10.51	0.414
3/0	7	3 341	0.215	11.80	0.464
4/0	7	4 152	0.171	13.25	0.522
250	12	5 049	0.144	15.23	0.600
300	12	5 974	0.120	16.68	0.657
350	12	6 868	0.103	18.02	0.710
400	19	8 079	0.090 3	18.43	0.726
450	19	8 959	0.080 2	19.55	0.770
500	19	9 957	0.072 2	20.60	0.811
550	37	11 231	0.065 6	21.67	0.853
600	37	12 256	0.060 2	22.63	0.891
650	37	13 213	0.055 5	23.56	0.929
700	37	14 139	0.051 6	24.45	0.964
750	37	15 150	0.048 1	25.32	0.998
800	37	15 930	0.045 1	26.14	1.031
900	37	17 922	0.040 1	27.74	1.094
1000	37	19 881	0.036 1	29.23	1.152

CABLE DE COBRE DESNUDO

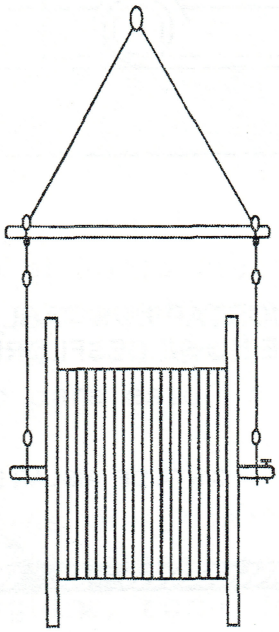
CALIBRE AWG/ KCM	TEMPLE SEMIDURO (CLASE A)				
	NÚMERO HILOS	CARGA MÍNIMA DE RUPTURA POR TENSIÓN	RESISTIVIDAD ELÉCTRICA CD A 20 °C	DIÁMETRO TOTAL NOMINAL	
		kg	Ohm/km	mm	pulg
20					
18					
16					
14					
12					
10					
9					
8					
7					
6					
5					
4	7	683	0.861	5.88	0.232
3	7	855	0.682	6.61	0.260
2	7	1 071	0.541	7.42	0.292
1	7	1 342	0.429	8.33	0.328
1/0	7	1 681	0.340	9.36	0.368
2/0	7	2 105	0.270	10.51	0.414
3/0	7	2 636	0.214	11.80	0.464
4/0	7	3 301	0.170	13.25	0.522
250	19	4 008	0.144	14.57	0.574
300	19	4 776	0.120	15.96	0.629
350	19	5 534	0.103	17.23	0.679
400	19	6 328	0.089 8	18.43	0.726
450	37	7 212	0.079 8	19.61	0.772
500	37	7 961	0.071 8	20.66	0.813
550	37	8 759	0.065 3	21.67	0.853
600	37	9 553	0.059 9	22.63	0.891
650	61	10 419	0.055 3	23.59	0.929
700	61	11 222	0.051 3	24.48	0.964
750	61	12 025	0.047 9	25.35	0.998
800	61	12 823	0.044 9	26.17	1.031
900	61	14 329	0.039 9	27.77	1.094
1 000	61	15 921	0.035 9	29.26	1.152

CABLE DE COBRE DESNUDO

CALIBRE AWG/ KCM	TEMPLE SUAVE (CLASE B)				
	NÚMERO HILOS	CARGA MÁXIMA DE RUPTURA POR TENSIÓN	RESISTIVIDAD ELÉCTRICA CD A 20 °C	DIÁMETRO TOTAL NOMINAL	
		kg	ohm/km	mm	pulg
20	7	15	33.9	0.92	0.036
18	7	23	21.4	1.16	0.046
16	7	37	13.5	1.46	0.058
14	7	56	8.40	1.84	0.073
12	7	90	5.32	2.32	0.092
10	7	142	3.34	2.93	0.116
9	7	180	2.65	3.29	0.130
8	7	226	2.10	3.70	0.146
7	7	286	1.67	4.15	0.165
6	7	360	1.32	4.66	0.184
5	7	454	1.05	5.24	0.206
4	7	572	0.832	5.88	0.232
3	7	722	0.660	6.61	0.260
2	7	910	0.523	7.42	0.292
1	19	1 148	0.415	8.43	0.332
1/0	19	1 447	0.329	9.46	0.373
2/0	19	1 825	0.261	10.63	0.419
3/0	19	2 302	0.207	1194	0.470
4/0	19	2 789	0.164	13.40	0.528
250	37	3 429	0.139	14.62	0.575
300	37	4 115	0.116	16.00	0.630
350	37	4 799	0.099 2	17.30	0.681
400	37	5 271	0.086 8	18.49	0.728
450	37	5 933	0.077 2	19.61	0.772
500	37	6 591	0.069 4	20.66	0.813
550	61	7 543	0.063 1	21.72	0.855
600	61	8 228	0.057 9	22.68	0.893
650	61	8 569	0.053 4	23.59	0.929
700	61	9 226	0.049 6	24.48	0.964
750	61	9 884	0.046 3	25.35	0.998
800	61	10 546	0.043 4	26.17	1.031
900	61	11 862	0.038 6	27.77	1.094
1000	61	13 182	0.034 7	29.26	1.152

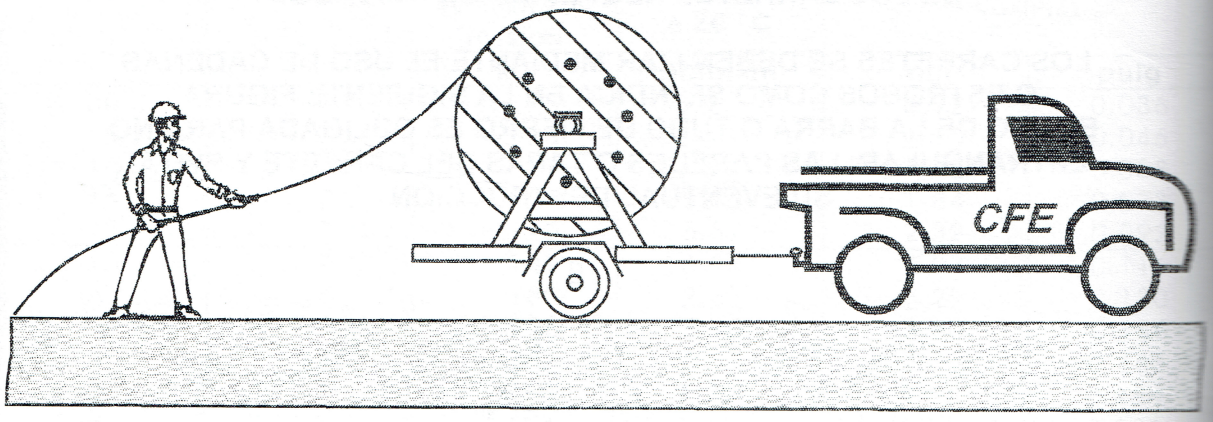
LOS CONDUCTORES NORMALMENTE ESTÁN ENROLLADOS EN CARRETES DE MADERA , POR LO QUE EL MANEJO Y ALMACENAJE DE LOS CARRETES REQUIEREN DE CUIDADOS .

LOS CARRETES SE DEBEN IZAR MEDIANTE EL USO DE CADENAS O ESTROBOS COMO SE INDICA EN LA SIGUIENTE FIGURA.
EL USO DE LA BARRA O TUBO DE FIERRO ES OBLIGADA PARA NO ESTRANGULAR LAS PAREDES O TAPAS DEL CARRETE Y EVITAR SU EVENTUAL DESTRUCCIÓN.

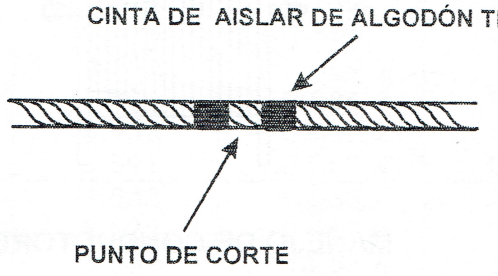


MANEJO DE CONDUCTORES

DEBIDO A LO DÚCTIL DEL MATERIAL, EL CONDUCTOR DE ALUMINIO O ACSR NO SE DEBE DE ARRASTRAR, SE DEBERÁ TENDER EN EL SUELO CONFORME SE RETIRA DEL CARRETE. EL EXTREMO DEL CABLE DEBE SUJETARSE A UN POSTE O ANCLA.

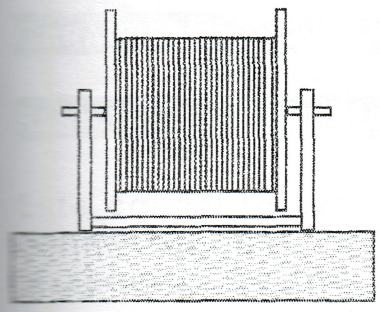


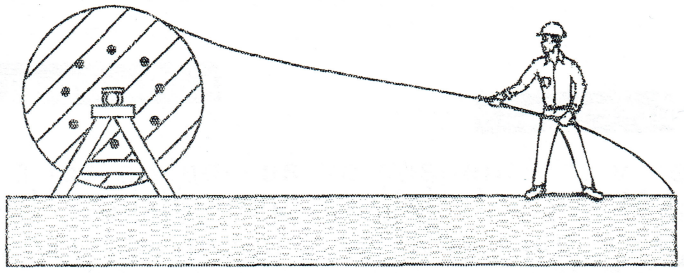
ANTES DE CORTAR LOS CABLES SE DEBEN DE ENCINTAR PARA QUE NO SE DESFLOREN Y EVITAR ACCIDENTES



EVITE IMPROVISAR ESTROBOS CON CABLE DE ACERO PARA RETENIDA. VIGILE QUE LOS GANCHOS Y ESLABONES ESTÉN BIEN INSTALADOS EN EL CABLE DE ACERO Y QUE ESTE NO PRESENTE HILOS SUELTOS.

PARA DESENROLLAR UN CARRETE UTILICE "GATOS" DE APOYO CON CHUMACERAS, O DEVANADORA





1.7 AISLADORES

Los aisladores constituyen el punto mecánico de soporte de los conductores en las torres, cumpliendo además con la función de proporcionar el aislamiento requerido entre conductores y estructura; proporcionando para esto, la distancia dieléctrica en aire.

Normalmente, los aisladores para las líneas de transmisión aéreas son de vidrio o de porcelana, en formas de discos para formar cadenas, o bien rígidos, como los usados en redes de distribución, y los de fibra de vidrio o de plástico, usados también en líneas de transmisión.

Las principales características que influyen en la selección de los aisladores, para una aplicación específica en las líneas de transmisión, son: